

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**“DIAGNÓSTICO DE LOS NIVELES DE CORROSIÓN EXTERNA  
EN EL OLEODUCTO GUÁRICO-SANVI”**

**Realizado por:**

**MARIANA JOSÉ RODRÍGUEZ ESTEBANEZ**

**Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como  
requisito parcial para optar al título de:**

**INGENIERO QUÍMICO**

**Puerto La Cruz, Febrero de 2010.**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS**  
**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**“DIAGNÓSTICO DE LOS NIVELES DE CORROSIÓN EXTERNA  
EN EL OLEODUCTO GUÁRICO-SANVI”**

-----  
**Realizado Por:**

**Mariana José Rodríguez Estebanez**

---

**Ing. Quím. Fidelina Moncada, M. Sc**

**Asesor Académico**

---

**Ing. Quím. Rocío Pérez**

**Asesor Industrial**

**Puerto La Cruz, Febrero de 2010.**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS**  
**DEPARTAMENTO DE INGENIERIA QUÍMICA**



**“DIAGNÓSTICO DE LOS NIVELES DE CORROSIÓN EXTERNA  
EN EL OLEODUCTO GUÁRICO-SANVI”**

**JURADO**

---

**Ing. Químico Fidelina Moncada (M.Sc.)**

**Asesor Académico**

---

**Ing. Frank Parra**  
**Jurado Principal**

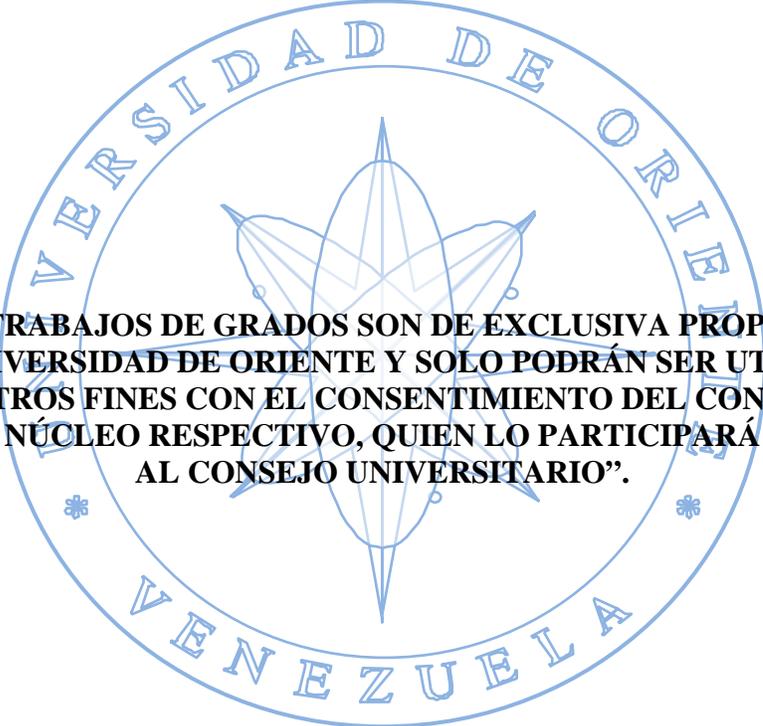
---

**Ing. Hernan Ráven (M.Sc.)**  
**Jurado Principal**

**Puerto La Cruz, Febrero de 2010.**

## RESOLUCIÓN

DE ACUERDO CON EL ARTÍCULO 41 DEL REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADO:



**“LOS TRABAJOS DE GRADOS SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SOLO PODRÁN SER UTILIZADOS PARA OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO”.**

## **RESUMEN**

En el presente trabajo se elaboró el diagnóstico de los niveles de corrosión en el oleoducto que comunica la Planta Compresora Guárico 10-13 con la Estación de Flujo Sanvi, del área operacional I de PDVSA GAS distrito San Tomé. Para lo cual se realizó un estudio de las condiciones externas de la línea, mediante observación directa, que permitió contabilizar las fallas a lo largo del sistema, siendo las más importantes la ausencia de revestimiento, reparaciones de fugas por medio de camisas soldadas y parchos; también se llevó a cabo el monitoreo de espesor por ultrasonido y el cálculo del espesor mínimo permisible según la ASME 31.4 y API 570. Todo esto evidenció que aunque los espesores medidos se encuentran por encima del mínimo permisible, el oleoducto presenta un grado de corrosión externa generalizada entre, leve, moderada y severa de naturaleza atmosférica, presentando también corrosión por picaduras. Para la minimización de dichos procesos corrosivos se propuso el remplazo de la tubería en la zona más crítica y la limpieza, así como también la colocación de dispositivos antifricción y revestimiento a lo largo de toda la tubería.

## ÍNDICE DE CONTENIDO

RESOLUCIÓN .....	iv
RESUMEN.....	v
CAPÍTULO I.....	9
INTRODUCCIÓN .....	9
1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA Y DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO	9
1.2 DESCRIPCIÓN DEL AREA I Sanvi – Güere .....	9
1.2.1 Campo Guárico 10-13 .....	10
1.2.2 Campo Sanvi .....	11
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	13
1.4 OBJETIVOS .....	15
1.4.1 Objetivo General .....	15
1.4.2 Objetivo Específicos.....	15
CAPÍTULO II .....	17
MARCO TEORICO.....	17
2.1 ANTECEDENTES .....	17
2.2 CORROSIÓN .....	18
2.3 TIPOS DE CORROSIÓN.....	19
2.3.1 Corrosión galvánica.....	19
2.3.2 Corrosión por oxígeno.....	20
2.3.3 Corrosión bacteriológica .....	20
2.3.4 Corrosión por actividad salina diferenciada.....	25
2.3.5 Corrosión por picaduras .....	26
2.3.6 Erosión/Corrosión .....	26
2.3.7 Corrosión por esfuerzo .....	27
2.3.8 Corrosión por hendiduras .....	27
2.3.9 Corrosión por disolución selectiva .....	28
2.3.10 Corrosión ítergranular .....	28
2.4 CONTROL DE LA CORROSIÓN.....	29
2.4.1 Selección de materiales .....	30

2.4.2	Diseño de tuberías y equipos .....	30
2.5	FACTORES IMPORTANTES QUE AFECTAN LA RESISTENCIA A LA CORROSIÓN .....	31
2.5.1	Factores electroquímicos .....	32
2.5.2	Factores ambientales .....	33
2.5.3	Factores metalúrgicos .....	34
2.5.4	Factores termodinámicos .....	36
2.6	TÉCNICAS PARA MONITOREO DE LA CORROSIÓN .....	36
2.6.1	Inspección electromagnética .....	37
2.6.2	Inspección visual .....	38
2.6.3	Cupones de pérdida de peso .....	39
2.6.4	Inspección ultrasónica .....	39
2.6.4.1	Determinación del espesor mínimo requerido .....	40
2.6.5	Inspección radiográfica .....	41
2.6.6	Probetas de resistencia eléctrica .....	41
2.7	SISTEMAS DE PROTECCIÓN ANTICORROSIVA .....	42
2.7.1	Inhibidores de corrosión .....	43
2.7.2	Protección catódica .....	45
2.7.2.1	Protección catódica por ánodos de sacrificio .....	45
2.7.2.2	Protección catódica por corriente impresa .....	47
2.7.3	Revestimientos y pinturas .....	49
2.7.3.1	Revestimientos orgánicos .....	49
2.7.3.2	Revestimientos inorgánicos .....	50
2.7.4	Propiedades deseables de las pinturas y revestimientos: .....	51
2.7.5	Tipos de revestimientos para tuberías .....	53
2.7.5.1	Tuberías aéreas .....	53
2.7.5.2	Tuberías enterradas: .....	54
2.7.5.3	Tuberías sumergidas .....	56
2.8	RESISTIVIDAD DEL SUELO .....	56
2.8.1	Factores que determinan la resistividad del suelo .....	57
2.8.2	Medición de la resistividad del suelo .....	59
CAPITULO III .....		62

DESARROLLO DEL TRABAJO .....	62
3.1 DESCRIBIR LA SITUACIÓN ACTUAL DEL OLEODUCTO GUÁRICO-SANVI .....	62
3.1.1 Medición de espesores a lo largo de la tubería.....	62
3.2 IDENTIFICAR LAS FALLAS EXISTENTES EN EL OLEODUCTO GUÁRICO - SANVI.....	64
3.3 REALIZAR EL DIAGNOSTICO DE LOS NIVELES DE CORROSIÓN EXTERNA EN EL OLEODUCTO GUÁRICO – SANVI.....	65
3.4 ESTABLECER POSIBLES ALTERNATIVAS PARA LA MINIMIZACIÓN DE LOS NIVELES DE CORROSIÓN EXTERNA EN EL OLEODUCTO GUÁRICO - SANVI.....	66
CAPITULO IV.....	67
DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	67
4.1 DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	67
4.1.1 Describir la situación actual del oleoducto Guárico - Sanvi .....	67
4.1.1.1 Inspección visual.....	67
4.1.1.2 Inspección mediante ultrasonido.....	69
4.1.2 Identificar las fallas existentes en el oleoducto Guárico – Sanvi .....	70
4.1.3 Realizar el diagnostico de los niveles de corrosión externa en el oleoducto Guárico – Sanvi .....	71
4.1.4 Establecer posibles alternativas para la minimización de los niveles de corrosión externa en el oleoducto Guárico - Sanvi .....	73
4.2 CONCLUSIONES.....	75
4.3 RECOMENDACIONES.....	77
BIBLIOGRAFÍA .....	78
ANEXO A.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
ANEXO B .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
ANEXO C .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
ANEXO D.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO: ....	127

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Pila galvánica [6] .....	20
Figura 2.2 Corrosión por erosión [4] .....	27
Figura 2.3 Protección catódica por ánodos de sacrificio.....	47
Figura 2.4 Esquema de protección catódica con corriente impresa de una tubería enterrada [6]. .....	48
Figura 3.1 Distribución de puntos de medición de espesores alrededor de la tubería.	63
Figura A-1 Distribución de las mediciones por medio de ultrasonido. ....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
<b>Marcador no definido.</b>	
Figura D-1 Válvula de flujo .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura D-2 Líneas dentro de la estación .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura D-3 Línea fuera de contacto con el soporte. ....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura D-4 Rasgadura en la pintura. ....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura D-5 Punto donde termina recubriendo por pintura de la línea.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
<b>Marcador no definido.</b>	
Figura D-6 Primera camisa soldada .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura D-7 Línea cubierta de por maleza.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura D-8 Soportes tipo H sin tapa.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura D-9 Contacto metal-metal con otras tuberías. .	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura D-10 Picaduras presentes en la línea. ....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura D-11 Revestimiento a la salida de un pase de carretera.	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
<b>definito.</b>	
Figura D-12 Línea entre abundante maleza. ....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura D-13 Segunda reparación .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
(camisa soldada).....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura D-14 Tercera reparación (parcho). ....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura D-15 Cuarta reparación (parcho). ....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura D-16 Primera válvula en el recorrido. ....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura D-17 Segunda válvula en el recorrido. ....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura D-18 Puente en corredor de tubería. ....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura D-19 Puente en corredor de tubería. ....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura D-20 Quinta reparación (parcho).....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura D-21 Sexta reparación .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
(4parchos).....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura D-22 Daños en el revestimiento. ....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura D-23 Difícil acceso. ....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura D-24 Defectos en el revestimiento. ....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura D-25 Corrosión en la tubería. ....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura D-26 Reparación por medio de grampa.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura D-27 Soporte metálico. ....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>

Figura D-28 Picadura en la línea.....;**Error! Marcador no definido.**  
Figura D-29 Corrosión en pase de carretera. ....;**Error! Marcador no definido.**  
Figura D-30 Soportes tipo H sin tapas laterales.....;**Error! Marcador no definido.**  
Figura D-31 Línea cubierta por maleza. ....;**Error! Marcador no definido.**  
Figura D-32 Línea cubierta por maleza. ....;**Error! Marcador no definido.**  
Figura D-33 Vía de acceso.....;**Error! Marcador no definido.**  
Figura D-34 Vía de acceso.....;**Error! Marcador no definido.**  
Figura D-35 Oleoducto suspendido sobre el rio Unare.;**Error! Marcador no definido.**

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Instalaciones del ÁREA SANVI – GÜERE .....	12
Tabla 2.1 Características corrosivas de los suelos en función de la resistividad [6]. .	56
Tabla B-1 Reparaciones mediante camisas soldadas en el tramo Planta Compresora Guárico 10-13 – Rio Unare.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Tabla C-1 Medidas de espesor de tramo Planta Compresora Guárico 10-13 – Rio Unare.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Tabla C-2 Medidas de espesor de tramo Planta Compresora Guárico 10-13 – Rio Unare.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Tabla C-3 Medidas de espesor de tramo Planta Compresora Guárico 10-13 – Rio Unare.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Tabla C-4 Medidas de espesor de tramo Planta Compresora Guárico 10-13 – Rio Unare.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Tabla C-5 Medidas de espesor de tramo Planta Compresora Guárico 10-13 – Rio Unare.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Tabla C-6 Medidas de espesor de tramo Planta Compresora Guárico 10-13 – Rio Unare.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Tabla C-7 Medidas de espesor tramo Estación de Flujo Sanvi – Rio Unare. ...	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Tabla C-8 Medidas de espesor tramo Estación de Flujo Sanvi – Rio Unare. ...	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Tabla C-9 Medidas de espesor tramo Estación de Flujo Sanvi – Rio Unare. ...	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Tabla C-10 Medidas de espesor tramo Estación de Flujo Sanvi – Rio Unare. .	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Tabla C-11 Medidas de espesor tramo Estación de Flujo Sanvi – Rio Unare. .	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Tabla C-12 Medidas de espesor tramo Estación de Flujo Sanvi – Rio Unare. .	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Tabla C-13 Medidas de espesor tramo Estación de Flujo Sanvi – Rio Unare. .	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Tabla C-14 Medidas de espesor tramo Estación de Flujo Sanvi – Rio Unare. .	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Tabla C-15 Medidas de espesor tramo Estación de Flujo Sanvi – Rio Unare. .	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>

Tabla C-16 Medidas de espesor tramo Estación de Flujo Sanvi – Rio Unare. . **¡Error!  
Marcador no definido.**

Tabla C-17 Medidas de espesor tramo Estación de Flujo Sanvi – Rio Unare. . **¡Error!  
Marcador no definido.**

Tabla C-18 Medidas de espesor tramo Estación de Flujo Sanvi – Rio Unare. . **¡Error!  
Marcador no definido.**

Tabla C-19 Medidas de espesor tramo Estación de Flujo Sanvi – Rio Unare. . **¡Error!  
Marcador no definido.**

Tabla C-20 Medidas de espesor tramo Estación de Flujo Sanvi – Rio Unare. . **¡Error!  
Marcador no definido.**

Tabla C-21 Medidas de espesor tramo Estación de Flujo Sanvi – Rio Unare. . **¡Error!  
Marcador no definido.**

Tabla C-22 Medidas de espesor tramo Estación de Flujo Sanvi – Rio Unare. . **¡Error!  
Marcador no definido.**

Tabla C-23 Medidas de espesor tramo Estación de Flujo Sanvi – Rio Unare. . **¡Error!  
Marcador no definido.**

Tabla C-24 Medidas de espesor tramo Estación de Flujo Sanvi – Rio Unare. . **¡Error!  
Marcador no definido.**

Tabla C-25 Medidas de espesor tramo Estación de Flujo Sanvi – Rio Unare. . **¡Error!  
Marcador no definido.**

Tabla C-26 Medidas de espesor tramo Estación de Flujo Sanvi – Rio Unare. . **¡Error!  
Marcador no definido.**

Tabla C-27 Medidas de espesor tramo Estación de Flujo Sanvi – Rio Unare. . **¡Error!  
Marcador no definido.**

Tabla C-28 Medidas de espesor tramo Estación de Flujo Sanvi – Rio Unare. . **¡Error!  
Marcador no definido.**

# **CAPÍTULO I**

## **INTRODUCCIÓN**

### **1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA Y DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO**

El área de producción Oriente se encuentra conformada por los distritos, Norte y Sur. El distrito norte se encuentra conformado por Maturín y Punta de Mata y el sur por Anaco y San Tomé.

El distrito San Tome tiene un área aproximada de 24.000 km<sup>2</sup> comprendiendo la mayor parte del sur de los estados: Anzoátegui y Guárico y se extiende hasta Casma – Soledad en el estado Monagas. Este distrito está ubicado específicamente en el centro de la Mesa de Guanipa (zona sur del estado Anzoátegui).

Los 50 campos transferidos a PDVSA GAS se encuentran delimitados en cuatro (4) Poligonales expresamente establecidas por el MENPET (ministerio del poder popular para la energía y petróleo) en su gaceta oficial No. 38.753.

### **1.2 DESCRIPCION DEL AREA I SANVI – GÜERE**

Esta área comprende una superficie de 120.898 hectáreas enmarcadas entre los Municipios Pedro Zaraza del Estado Guárico; Sir Arthur MacGregor, Aragua, Santa Ana, Anaco y Francisco de Miranda del Estado Anzoátegui. Incluye los siguientes

Campos: Sanvi, Ira, Iris, Güere, Los Mangos, Mapuey, CAZ-501, Elotes Norte, Tagua, Rincón Largo, Mayorga, Vargas, Icacos, Inca, Isla, Guárico 10-13, Elotes, Juanita e IZ-151X; y bajo la modalidad de Campos Compartidos: Caico Seco (Petrosiven) y Bucaral (Petrolera Kaki). En conjunto cuenta con un total de 642 pozos distribuidos de la siguiente manera: 99 pozos están activos y 543 pozos inactivos, de los cuales 39 pozos fueron cerrados por alta relación gas - petróleo. Presenta una producción actual de crudo de 8.858 BNPD y una producción de gas de 43,741 MMPCED. La producción por campo del área Sanvi – Güere se muestra en la Tabla 3.1 (Capítulo 3). Esta área esta conformada por 07 plantas compresoras, 14 estaciones de flujo, 05 estaciones de descarga, 05 plantas de inyección de agua y 06 tubos múltiples. Actualmente en los campos del área Sanvi - Güere se usa el siguiente esquema para el manejo de la producción: los pozos fluyen hacia las estaciones, donde las corrientes se separan en gas y líquido. El líquido separado se transmite por oleoductos a las estaciones de descarga, donde el agua es separada del crudo e inyectada en yacimientos; el crudo es enviado hacia PTA y PTO para su disposición final. El gas separado se transporta por los gasoductos del sistema de recolección o directamente hacia las diferentes plantas compresoras y de allí a los sistemas de inyección de gas (Gas Lift) e inyección de gas para disposición.

### **1.2.1 Campo Guárico 10-13**

El campo dispone de una estación de flujo (GUAEF-1) y una planta compresora (PC Guárico 13), que operan bajo un esquema centralizado. La presión de operación es 60 lpc.

Desde los pozos, en su mayoría con sistema de levantamiento por inyección de gas (Gas Lift), mediante el múltiple MLAG-S57, la producción se transporta a través de sistemas bifásicos hacia la estación de flujo, que cuenta con un sistema de separación primaria con capacidad aproximada de 15,7 MMPCED y 11,9 MBND, con almacenamiento para 5 MBLS y de transferencia de 6 MBND por medio de un oleoducto de 6" y 18,4 km hacia la estación de flujo Sanvi.

La planta compresora se encuentra dentro de la estación de flujo, en ella se realiza la depuración y compresión del gas mediante un motocompresor de 4,5 MMPCED de capacidad máxima y presión nominal de descarga de 1.200 lpc. Este gas se emplea únicamente para el sistema de levantamiento artificial.

### **1.2.2 Campo Sanvi**

El campo dispone de una estación de flujo (SANEF-1) y una planta compresora (PC Sanvi) que operan bajo un esquema centralizado. La presión de operación es 60 lpc. Desde los pozos, en su mayoría con sistema de levantamiento por inyección de gas (Gas Lift), mediante el múltiple MLAG-S56, la producción se transporta a través de sistemas bifásicos hacia la estación de flujo, que cuenta con un sistema de separación primaria con capacidad aproximada de 11,8 MMPCED y 11,9 MBND, con almacenamiento para 5 MBLS y de transferencia de 6 MBND por medio de un oleoducto de 8" y 17,5 km hacia la estación de flujo Elotes Norte.

La planta compresora se encuentra al lado de la estación de flujo, en ella se realiza la depuración y compresión del gas mediante un motocompresor de 4,5 MMPCED de capacidad máxima y presión de descarga nominal de 1.200 lpc. Ya que

la producción de gas del campo es insuficiente para el arranque de la unidad (valor mínimo requerido), se dispone de un gasoducto de 4" y 17,5 km desde la planta compresora Elotes Norte hacia Sanvi que entrega 1 MMPCND. El gas comprimido se emplea únicamente para el sistema de levantamiento artificial.

En la Tabla 1.1 se muestra de manera detallada y resumida las instalaciones que conforman el Área Sanvi – Güere.

Tabla 1.1 Instalaciones del ÁREA SANVI – GÜERE

CAMPO	PLANTA COMPRESORA				ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN				TUBO MULTIPLE		PLANTA INY. DE AGUA	
	PROP	ALQ	ACT	INAC	FLUJO		DESCARGA		ACT	INAC	ACT	INAC
					ACT	INAC	ACT	INAC				
ELOTES NORTE	1	-	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-
SANVI	1	-	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-
IRIS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VARGAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ICACOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IZ-151X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IRA	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-
GUERE	1	-	1	-	1	-	1	-	1	-	1	-
LOS MANGOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
MAPUEY	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-
CAZ-501	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
RINCON LARGO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MAYORGA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JUANITA	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
INCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GUARICO 10-13	1	-	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-
ELOTES	1	-	1	-	3	1	2*	-	-	2	1	-
ISLA	1	-	1	-	3	1	-	-	-	-	-	2
<b>SUBTOTAL</b>	<b>6</b>	<b>0</b>	<b>6</b>	<b>0</b>	<b>10</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>2</b>
CAICO SECO	1*	-	1	-	-	-	1	-	-	-	1	-
BUCARAL	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-
<b>SUBTOTAL</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>0</b>

\* La PC Caico Seco II es propia de Petrosiven

\* EED-6 de Campo Elotes es únicamente rebombeo

PROP: Propia

ALQ: Alquilada

ACT: Activa

INAC: Inactiva

### **1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), empresa dedicada a la exploración, producción, procesamiento y venta del crudo venezolano inicia las operaciones de una empresa filial el 1<sup>ero</sup> de Enero de 1998 denominada PDVSA GAS, integrada a la División de Manufactura y Mercadeo, cuya responsabilidad es impulsar el negocio del gas natural en todo el territorio nacional.

PDVSA GAS, en el Oriente del país, cuenta con varias sedes, entre ellas está la ubicada en San Tomé en la zona sur del estado Anzoátegui, denominada oficialmente, Gerencia de Producción PDVSA Gas San Tomé, la cual debe desarrollar los campos bajo su custodia para garantizar el suministro de gas al mercado interno nacional. Actualmente, la Gerencia de Producción PDVSA Gas San Tomé está dedicada a la producción, almacenamiento y transporte de crudo de pozos activos del Distrito. El mismo se encuentra dividido en tres grandes áreas operacionales: Área I (campos Guárico - Sanvi), Área II (campos Boca-Cachama-Chimire) y Área III (campos Nipar-Nardo-Guico). Sin embargo, aunque el objetivo principal de PDVSA GAS es la producción y distribución del gas natural, la infraestructura de superficie necesaria para ello se encuentra en etapa de desarrollo, por lo que el gas producido es utilizado

en la recuperación secundaria de crudo por el método de levantamiento artificial (inyección de gas a pozo). La mayor producción existente es crudo liviano y mediano con una gravedad API entre 16 y 35 grados.

Por otra parte, toda la producción generada en el área I (campos Guárico - Sanvi) es transferida hacia su punto de fiscalización (estación Patio de Tanques Guere) a través de un oleoducto de 6" de diámetro, por lo que este proyecto estará centrado en el diagnóstico del fenómeno de corrosión externa en dicho oleoducto, el cual se extiende desde la estación de flujo Guárico hasta la estación de flujo Sanvi con una longitud aproximada de 20 Km, enmarcada entre los Municipios Pedro Zaraza del Estado Guárico; Sir Arthur MacGregor, Aragua y Francisco de Miranda del Estado Anzoátegui; este oleoducto tiene 43 años instalado y actualmente es el único medio de transferencia del crudo producido en las estaciones asociadas a los campos Guárico-Sanvi.

En este sentido, tomando como premisa la longevidad de la infraestructura asociada al oleoducto Guárico- Sanvi, y la notoria presencia de picaduras, golpes, desprendimiento metálico, grampas colocadas muy cercanas (cada 10 m aproximadamente) y una visible corrosión externa, es de vital importancia el diagnóstico del grado de corrosión existente, para así dar el alerta de la criticidad del mismo evitar rupturas mayores que puedan generar posibles derrames que causen daños a terceros (perdidas de sembradíos, animales, etc.) pasivos ambientales y paros de producción.

Finalmente este proyecto contribuirá con la predicción de mejoras para la optimización de la infraestructura necesaria para el transporte de fluido asociados al

área I (campo Guárico-Sanvi) y será de gran importancia para la Gerencia de Producción Gas San Tomé, tomando en cuenta los resultados del diagnóstico de la corrosión externa, el cual se realizará identificando las fallas existentes y estableciendo alternativas de mejora para la minimización de los niveles de corrosión externa en el oleoducto Guárico-Sanvi.

## **1.4 OBJETIVOS**

### **1.4.1 Objetivo General**

Proponer alternativas de mejora para la minimización de los niveles de corrosión externa en el oleoducto Guárico - Sanvi.

### **1.4.2 Objetivo Específicos**

1. Describir la situación actual del oleoducto Guárico - Sanvi.
2. Identificar las fallas existentes en el oleoducto Guárico - Sanvi.
3. Realizar el diagnóstico de los niveles de corrosión externa en el oleoducto Guárico – Sanvi.

4. Establecer posibles alternativas para la minimización de los niveles de corrosión externa en el oleoducto Guárico - Sanvi.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEORICO**

#### **2.1 ANTECEDENTES**

Lezama, M. (2000) [1], evaluó el mecanismo de corrosión interna/externa y diseño sistemas de protección anticorrosiva en la planta compresora de gas San Joaquín II, en el distrito Anaco, para ello tomó en cuenta entre otros parámetros las condiciones del revestimiento y características del suelo. Según los resultados que obtuvo concluyó que para contrarrestar el fenómeno de corrosión lo mejor era utilizar tratamiento químico para control de la corrosión interna, revestimiento y protección catódica para el control de la corrosión externa en tuberías tanto aéreas como enterradas.

Mata, M. (2003) [2], evaluó la corrosión en las líneas de flujo de pozos productores de gas condensado, mediante análisis fisicoquímicos (pH, alcalinidad, dureza total, cloruros e hierros). También estudio la aplicación de inhibidores de corrosión como medida de control para la corrosión de dichas líneas de flujo.

Romero, A. (2006) [3], estableció la tendencia corrosiva en los gasoductos asociados a las plantas compresoras críticas del área II del distrito San Tome, para lo cual realizo un estudio de las condiciones operativas de dichas plantas, análisis del fluido y pruebas de medición de espesores a fin de conocer el periodo restante de utilidad de estos sistemas de tuberías.

En este trabajo se evaluará la corrosión externa y protección anticorrosiva, teniendo en cuenta parámetros como revestimiento y características del suelo como lo hicieron Lezama y Mata pero en un campo diferente al estudiado por ellos, se realizaran pruebas de medición de espesor a fin de conocer el nivel de corrosión como lo hizo Romero pero en otra área del distrito San Tome y enfocadas a un oleoducto.

## **2.2 CORROSIÓN**

La corrosión es conocida como el ataque no intencional de un material mediante reacción química del medio que lo rodea y que conlleva a su destrucción o deterioro. Este concepto puede ser extendido a los materiales no metálicos (cerámicas, plásticos, concreto, entre otros), debido a que principalmente la corrosión de los materiales se encuentra gobernada por principios físico químicos.

Puede también definirse como la destrucción de un material por interacción química, electroquímica o metalúrgica entre el medio y el material. Generalmente es lenta pero de carácter persistente. La principal causa de la corrosión es la inestabilidad de los metales en sus formas refinadas; los mismos tienden a volver a sus estados originales a través de los procesos de corrosión. [4].

## **2.3 TIPOS DE CORROSIÓN**

Existen muchos mecanismos por los cuales se verifica la corrosión, que es fundamentalmente un proceso electroquímico, esta, ha sido clasificada de diferentes maneras. Un método la divide en corrosión a baja temperatura y corrosión a alta temperatura. Otro la separa en corrosión por combinación directa u oxidación y corrosión electroquímica y otro la divide en corrosión húmeda y corrosión seca.

Sin embargo, la corrosión de acuerdo a la forma en que se manifiesta, tiene la siguiente clasificación [5,6]

### **2.3.1 Corrosión galvánica**

Es la más común de todas y se establece cuando dos metales distintos entre si actúan como ánodo uno de ellos y el otro como cátodo. Aquel que tenga el potencial de reducción más negativo procederá como una oxidación y viceversa aquel metal o especie química que exhiba un potencial de reducción más positivo procederá como una reducción. Este par de metales constituye la llamada pila galvánica. En donde la especie que se oxida (ánodo) cede sus electrones y la especie que se reduce (cátodo) acepta los electrones. (Figura 2.1)

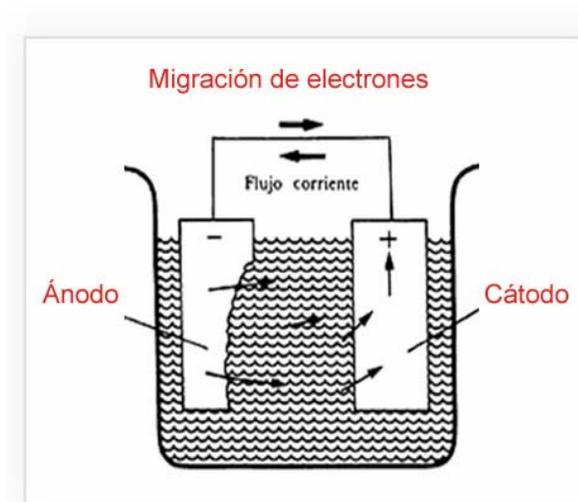


Figura 2.1 Pila galvánica [6]

### 2.3.2 Corrosión por oxígeno

Este tipo de corrosión ocurre generalmente en superficies expuestas al oxígeno diatómico disuelto en agua o al aire, se ve favorecido por altas temperaturas y presión elevada (ejemplo: calderas de vapor). La corrosión en las máquinas térmicas (calderas de vapor) representa una constante pérdida de rendimiento y vida útil de la instalación.

### 2.3.3 Corrosión bacteriológica

Es la corrosión por influencia biológica (CIB), se refiere a cualquier tipo de corrosión inducida por organismos vivos, ya sea a través de una acción directa sobre la superficie, o por acción de los subproductos del metabolismo.

La corrosión biológica puede ocurrir mediante dos mecanismos: uno activo y uno pasivo, y cada mecanismo puede acelerar una corrosión preexistente o promover una nueva forma de pérdida de metal.

La corrosión biológica activa se puede definir como la interacción química directa de organismos con el material para producir nuevas reacciones químicas corrosivas o la marcada aceleración de procesos de corrosión preexistentes o ambos a la vez.

Los principales grupos de bacterias que están involucrados en la biocorrosión son:

- **Bacterias sulfato reductoras**

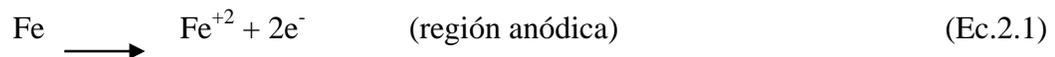
Estas bacterias utilizan sulfato como aceptor terminal de electrones y sustancias orgánicas como fuente de carbono, durante su proceso metabólico el sulfato es reducido a sulfuro, esos sulfuros reaccionan con los iones hidrógeno producidos por actividades metabólicas o por reacción catódica de los procesos de corrosión para formar el sulfuro de hidrógeno altamente corrosivo y sulfuro de hierro el cual precipita en la superficie del metal.

Desde el punto de vista ecológico, las bacterias sulfato reductoras forman parte de consorcios microbianos, estos organismos son aerobios, anaerobios y facultativos. Los aerobios y facultativos tienden a usar el oxígeno disponible a una tasa más rápida que la difusión a través de la biopelícula, dejando el resto en condición anaerobia.

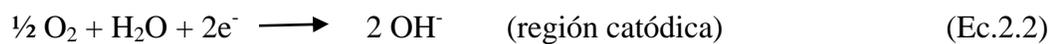
Estos consorcios pueden generar de esta forma condiciones favorables para el crecimiento de las sulfato reductoras por medio de una disminución en el oxígeno disponible.

Se ha descrito un modelo de biocorrosión aerobia donde las bacterias sulfato reductoras juegan el principal papel biocorrosivo:

Cuando el hierro se introduce en un medio acuoso o ambiente húmedo, se produce una rápida reacción:



Los electrones de la ecuación (2.1) son aceptados por el oxígeno bajo condiciones aerobias, a pH neutro o básico, dando como resultado la corrosión del hierro.

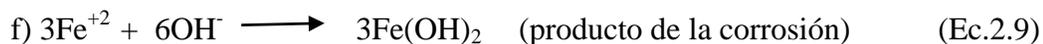
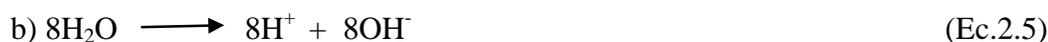


Cuando el oxígeno está ausente, su papel como aceptor de electrones es realizado por los protones y como resultado se genera una molécula de hidrógeno.



El retiro de los productos de las ecuaciones (2.2) y (2.3) acelera la disolución del hierro en la región anódica y promueve la corrosión.

Las bacterias sulfato reductoras en el proceso de biocorrosión anaerobia actuarían como despolarizadores en la región catódica:



La reacción completa sería:



De las reacciones químicas anteriormente descritas se puede concluir que las sulfobacterias incrementarían la corrosión del metal a través de un efecto directo (retiran hidrógeno) y otro indirecto (la producción de sulfuro de hierro). La presencia de óxidos de hierro y de la actividad sulfato reductora constituyen los factores determinantes de la corrosión por sulfatobacterias.

La tasa de corrosión en condiciones bióticas (en presencia de sulfatobacterias) disminuye cuando la biopelícula está uniformemente distribuida sobre la superficie. El aumento de la corrosión sulfatoreductora ocurre después de que las sulfatobacterias se establezcan dentro de los depósitos producidos en los primeros estados (depósitos de óxido de hierro), y cuando cantidades importantes de sulfuro de hierro están en contacto con la superficie del metal. La tasa de corrosión está controlada por la estabilidad de la película de sulfuro de hierro sobre la superficie del metal. Las formas físicas de sulfuro de hierro determinan el tipo de corrosión (localizada o uniforme) en presencia de una biopelícula de sulfatobacterias. La mayor parte de la corrosión provocada por sulfatobacterias se produce en zonas localizadas (corrosión localizada).

- **Bacterias productoras de ácidos**

Son capaces de formar ácidos orgánicos e inorgánicos. Estos ácidos aceleran la corrosión por disolución de los óxidos en la superficie del metal y aceleran la tasa de reacción catódica. En un ambiente reducido o anaerobio se favorece el crecimiento de las bacterias productoras de ácido orgánico de cadena corta los cuales son bastante agresivos para materiales como el acero. En un ambiente aerobio se desarrollan bacterias capaces de utilizar sulfuro y oxidarlo a sulfato generando ácido sulfúrico, este tipo de bacterias esta representada por el género *Thiobacillus*. Así las bacterias productoras de ácido juegan una doble función: causan la corrosión por medio de la acción directa del ácido y suplen los nutrientes y medios favorables para otras bacterias de la corrosión.

- **Bacterias oxidadoras de hierro**

Estas bacterias aerobias, obtienen su energía por medio de la oxidación de especies ferrosas reducidas solubles ( $\text{Fe}^{2+}$ ) a hierro férrico insoluble ( $\text{Fe}^{3+}$ ). La oxidación del hierro por estas bacterias generalmente resulta en la formación de hidróxido de hierro, el cual se deposita como precipitado, despidiendo un olor desagradable y junto con la masa bacteriana genera una coloración pardusca que se deposita en las paredes de las tuberías disminuyendo el flujo, generando tuberculación y aumentando la tasa de corrosión.

- **Bacterias reductoras de nitrato**

Estas bacterias pueden utilizar el nitrógeno contenido en compuestos orgánicos y producir cantidades significativas de amonio lo que genera problemas en aleaciones de cobre y mal olor. Los inhibidores de la corrosión basados en nitrito pueden ser una fuente de nitrógeno para este grupo de bacterias de la corrosión.

### **2.3.4 Corrosión por actividad salina diferenciada**

Este tipo de corrosión se verifica principalmente en calderas de vapor, en donde la superficie metálica expuesta a diferentes concentraciones salinas forman a ratos una pila galvánica en donde la superficie expuesta a la menor concentración salina se comporta como un ánodo.

### **2.3.5 Corrosión por picaduras**

Es una forma de corrosión extremadamente localizada, definida como una picadura cuyo diámetro en la superficie es generalmente mayor que el diámetro en la profundidad. Es una de las formas más destructivas; ya que además, de perforarse el metal con muy poca pérdida de peso, puede ser el inicio de una grieta por la concentración de esfuerzos. Es difícil de detectar cuantificar. Se observan puntos aislados con productos de corrosión, bajo los cuales se ha propagado una perforación y son más comunes en aleaciones que poseen una capa invisible, adherente y resistente a la corrosión (películas pasivas), tales como los aceros inoxidable austeníticos y el aluminio.

### **2.3.6 Erosión/Corrosión**

Es el ataque químico mecánico acelerado, que resulta cuando el flujo de material abrasivo continuamente desgasta por acción mecánica y expone material nuevo y no protegido al medio corrosivo. En aquellos casos en que los metales están protegidos por finas películas protectoras (óxidos, inhibidores, productos de corrosión adherente) estos son removidos por la alta velocidad o flujo turbulento de gases y fluidos aumentándose así la tasa de corrosión. Esto se acelera si en la corriente de fluido se encuentran presentes sólidos suspendidos o gases contaminados. (Figura 2.2 )

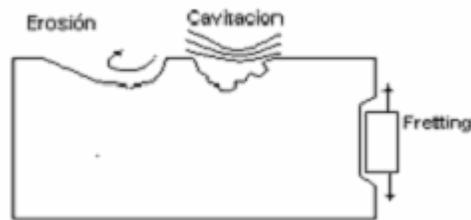


Figura 2.2 Corrosión por erosión [4]

### 2.3.7 Corrosión por esfuerzo

La corrosión ocurre cuando el material se fractura por la presencia de un medio corrosivo. Aquellos materiales que son sensibles a la aplicación de esfuerzos pueden agrietarse espontáneamente cuando están sujetos simultáneamente a esfuerzos y agentes corrosivos específicos en un rango favorable de temperatura. Las grietas típicas comienzan en picaduras o en rendijas interangulares, las cuales aparecen en el metal a través de los granos (grieta transgranular), o entre ellos (interangular) dependiendo de las condiciones.

### 2.3.8 Corrosión por hendiduras

Es el proceso de corrosión acelerado y altamente localizado en lugares como solapas, ranuras dejadas por tuercas o cabezas de tornillos, grietas, etc., donde pequeños volúmenes de fluido son atrapados y puestos en contacto con el material. La aceleración del proceso se debe a que el fluido en lo profundo de la grieta o rendija difiere de la que está expuesta en superficie, probablemente tanto en composición como en movilidad y en contenido de oxígeno; estas diferencias crean un efecto

galvánico. En general este ataque ocurrirá en aquellos sitios en los que un metal está sujeto a cambio de condiciones, siendo responsables de muchas de las pérdidas del metal en aceros que están enterrados o sumergidos.

### **2.3.9 Corrosión por disolución selectiva**

Es un proceso en el cual uno de los elementos de una aleación sólida es removido. Cuando un material metálico contiene proporciones de dos o más microconstituyentes, se puede formar una película protectora en uno, más que el otro o un constituyente puede corroerse más activamente que el otro.

### **2.3.10 Corrosión íntergranular**

Es cuando el ataque se localiza en los límites de grano del material metálico. Para entender este tipo de ataque es necesario considerar que cuando un metal fundido se cuela en un molde, su solidificación comenzó con la formación de núcleos al azar, cada uno de los cuales crece en un arreglo atómico regular para formar lo que se conoce con el nombre de granos o cristales.

El arreglo atómico y los espaciamientos entre las capas de los granos, son los mismos en todos los cristales de un metal dado; sin embargo, debido a la nucleación al azar, los planos de los átomos en las cercanías de los granos no encajan perfectamente bien y el espacio entre ellos recibe el nombre de límite de grano. Si se dibuja una línea de 2.5 cm de longitud sobre la superficie de una aleación, esta deberá cruzar aproximadamente 1.000 límites de grano.

Los límites de grano son a veces atacados preferencialmente por un agente corrosivo y el ataque se relaciona con la segregación de elementos específicos o por la formación de un compuesto en el límite.

La corrosión generalmente ocurre, porque el agente corrosivo ataca preferencialmente el límite de grano o una zona adyacente a él, que ha perdido un elemento necesario para tener una resistencia a la corrosión adecuada. En un caso severo de corrosión ínter cristalina, granos enteros se desprenden debido a la deterioración completa de sus límites, en cuyo caso, la superficie aparecerá rugosa al ojo desnudo y se sentirá rasposa debido a la pérdida de los granos.

El fenómeno de límite de grano que causa la corrosión intercrystalina, es sensible al calor por lo que la corrosión de este tipo, es un subproducto de un tratamiento térmico como la soldadura o el relevado de esfuerzos y puede ser corregido por otro tipo de tratamiento térmico o por el uso de una aleación modificada.

## **2.4 CONTROL DE LA CORROSIÓN**

En cuanto al control del fenómeno de corrosión es importante resaltar los siguientes aspectos:

### **2.4.1 Selección de materiales**

La selección de los materiales a utilizar será factor decisivo en el control de la corrosión a continuación se enunciarán algunas reglas generales para la selección de materiales:

- Para condiciones no oxidantes o reductoras tales como ácidos y soluciones acuosas libres de aire, se utilizan frecuentemente aleaciones de Ni y Cr.
- Para condiciones oxidantes se usan aleaciones que contengan Cr.
- Para condiciones altamente oxidantes se aconseja la utilización de Ti
- Los elementos cerámicos poseen buena resistencia a la corrosión y a las altas temperaturas pero son quebradizos, su utilización se restringe a procesos que no incluyan riesgos.

### **2.4.2 Diseño de tuberías y equipos**

Este es quizá el método más efectivo para el control de la corrosión, ya que si se hace un buen diseño y una buena planeación se puede evitar dicho fenómeno, a continuación se enumerarán algunas reglas generales que se deben seguir:

- Se debe tener en cuenta la acción penetrante de la corrosión junto con los requerimientos de la fuerza mecánica cuando se considere el espesor del metal utilizado. Esto se utiliza para tuberías y tanques que contengan líquidos.
- Se deben usar preferiblemente metales galvánicamente similares para prevenir para prevenir la corrosión galvánica. Si se atornillan metales no similares

galvánicamente se deben usar arandelas no metálicas para eliminar contactos eléctricos entre los materiales.

- Es preciso evitar tensión excesiva y concentraciones de tensión en entornos corrosivos, para prevenir la ruptura por corrosión por esfuerzos, especialmente en aceros inoxidable, latones y otros materiales susceptibles a este tipo de corrosión.
- Se deben evitar recodos agudos en sistemas de tuberías por donde circulan fluidos. En estas áreas donde cambia la dirección del fluido bruscamente se potencia la corrosión por erosión.
- Se deben diseñar los tanques y recipientes de una manera que sean fáciles de limpiar y desaguar, ya que el estancamiento de sustancias corrosivas provoca la aparición de celdas por concentración.
- Se debe hacer un diseño eficiente de aquellas piezas que se espera queden inservibles en poco tiempo, para que sean fáciles de reemplazar.

Es importante también diseñar sistemas de calefacción que no den lugar a zonas puntuales calientes, los cambios de calor ocasionan corrosión.

## **2.5 FACTORES IMPORTANTES QUE AFECTAN LA RESISTENCIA A LA CORROSIÓN**

La resistencia que ofrece un material a la corrosión es afectada por elementos de diversas naturalezas, entre ellos factores electroquímicos, ambientales, metalúrgicos y termodinámicos.

### 2.5.1 Factores electroquímicos

La corrosión al ser definida como un proceso electroquímico, involucra de manera esencial, la producción continua de un flujo de electrones siendo éste gobernado por factores del tipo electroquímico como son:

- **Reacciones electroquímicas:**

Involucran dos tipos de reacciones: anódicas o de oxidación y reacciones catódicas o de reducción, explicadas anteriormente.

- **Polarización:**

Es el proceso mediante el cual dos materiales con potenciales diferentes con respecto al hidrógeno, al estar conectados comienzan un proceso de corrosión hasta alcanzar un equilibrio. Pueden ocurrir dos formas de polarización:

\* Polarización por concentración o difusión: este proceso se encuentra sujeto a las leyes de transferencia de masa, cuando el proceso corrosivo es controlado por la difusión de iones  $H^+$  desde la solución hasta el cátodo y la adsorción en el mismo de la burbuja de hidrógeno formada, restándole superficie de reacción. Es afectado directamente por la velocidad del fluido.

\* Polarización por activación: se presenta cuando el proceso es controlado por la secuencia de las reacciones que suceden en la interface entre la superficie del metal y el electrolito, y la velocidad a la cual ocurren. Es independiente de la velocidad del fluido.

- **Pasividad:**

Es la pérdida de la actividad química que experimentan algunos metales y aleaciones bajo ciertas condiciones particulares del medio. Esta propiedad favorece la disminución de las reacciones de corrosión, y es un caso particular de polarización por activación. Cuando se alcanza el estado de pasividad, sobre la superficie del metal se forma una película protectora, la cual es estable por encima de ciertas condiciones de oxidación y es destruida al ser expuesta a ambientes corrosivos severos.

### **2.5.2 Factores ambientales**

Tienen relación directa con las condiciones predominantes en el medio al que se encuentra expuesto el material, entre estos factores se pueden mencionar [5]:

- **Presencia de oxígeno y oxidantes:**

Depende del medio y del metal envuelto en la reacción. En general la presencia de estos elementos aumenta la velocidad de la reacción de corrosión, con excepción de aquellos metales que se encuentren en estado de pasivación.

- **Concentración de agentes corrosivos:**

El efecto que producen estos agentes sobre el proceso de corrosión es muy variado y depende de las características del medio y el metal envuelto en la reacción. Existen materiales que alcanzan un estado de pasivación y no son afectados por iones corrosivos, debido a la formación de una capa protectora sobre la superficie del metal.

- **Temperatura:**

En la mayoría de los procesos de corrosión, al igual que en casi todas las reacciones químicas, un aumento de temperatura produce un incremento en las velocidades de reacción.

### **2.5.3 Factores metalúrgicos**

Tienen una gran influencia sobre la resistencia a la corrosión. Comúnmente la estructura metalúrgica de las aleaciones, puede ser controlada para reducir el ataque corrosivo. Entre los factores metalúrgicos que afectan la resistencia a la corrosión se tienen [5]:

- **Microestructura:**

Esta determina las propiedades mecánicas y las propiedades de resistencia a la corrosión de los materiales, por ejemplo, en el estudio de la corrosión por CO<sub>2</sub>, se ha observado que varias muestras de un mismo material poseen diversos grados de resistencia a la corrosión, determinándose que un material con una estructura perlítica-ferrítica presenta características favorables para la formación de capas protectoras, mientras que el mismo material con una estructura de martensita

revenida, no posee características favorables para la formación de estas capas protectoras.

- **Aleaciones:**

Son mezclas de dos o más metales que se utilizan para cambiar las propiedades mecánicas, físicas y de resistencia a la corrosión. Se pueden distinguir dos tipos de aleaciones [5]:

- **Homogéneas:** son soluciones sólidas de componentes que se encuentran en una sola fase y son totalmente solubles, éstas son más resistentes a la corrosión, ya que no existen acoples galvánicos entre los granos del material.
- **Heterogéneas:** son soluciones sólidas de componentes que se encuentran en una o más fases separadas y sus componentes no son solubles completamente, pudiendo generarse acoples galvánicos entre ellos, induciendo de esta manera el desarrollo del proceso de corrosión.

- **Zona de imperfección:**

Estas zonas se manifiestan como interrupciones en las cadenas de átomos que forman el cristal. Aparecen por la presencia de un átomo, por la ausencia de una matriz de átomos o por su presencia en un lugar equivocado. Estas zonas y los bordes de grano del metal son los puntos más susceptibles a la corrosión.

#### **2.5.4 Factores termodinámicos**

Los estudios y cálculos de la termodinámica indican si una reacción puede ocurrir de forma espontánea o no. En el caso de la corrosión puede determinarse teóricamente si es posible que ocurra el fenómeno de corrosión. Para ello se utilizan los siguientes conceptos [5]:

- **Energía libre:**

El cambio de energía de un sistema es una medida directa de su capacidad de producir trabajo. Esto nos permite determinar si es factible que el fenómeno de corrosión tenga lugar en un sistema determinado.

- **Potencial de celda:**

Se define con la diferencia de potencial que existe entre el potencial de media celda en el cátodo y el ánodo.

#### **2.6 TÉCNICAS PARA MONITOREO DE LA CORROSIÓN**

Para determinar la corrosión en los sistemas de transporte de un fluido se pueden utilizar varios métodos, la selección de éste va a depender de las condiciones de operación y la naturaleza química de los fluidos que se transportan. La localización del equipo de monitoreo es un factor muy importante, éste deberá instalarse en las áreas donde exista mayor probabilidad de ocurrencia de corrosión severa de acuerdo al tipo de fluido, patrón de flujo y el mecanismo de transporte inhibitor.

Para flujos turbulentos, intermitentes y/o estratificados, el líquido se ubica en la parte inferior de la tubería, por lo cual la colocación apropiada de las probetas de corrosión será lo más cercano a la hora 6 del perímetro circunferencial del tubo. Para flujos anulares, donde toda la superficie interna de la tubería está humedecida por el fluido, el monitor o probeta puede ser colocado en cualquier posición a través de la sección circunferencial de la tubería.

Si se dispone de inyección continua de inhibidores, el monitor deberá colocarse antes del punto de inyección y al final de la línea. Para sistemas con bajas concentraciones de  $\text{CO}_2$  las técnicas de polarización lineal y los cupones de pérdida de peso pueden ser utilizadas con resultados satisfactorios; para los casos donde el contenido de  $\text{H}_2\text{S}$  es alto deben utilizarse inspecciones radiográficas y de ultrasonido porque son las únicas que emiten resultados satisfactorios. Las técnicas principalmente utilizadas son las siguientes [4,5]:

### **2.6.1 Inspección electromagnética**

Es una buena técnica para inspeccionar el área interna de la tubería en su totalidad, consiste en introducir un instrumento parecido a una herramienta metálica de limpieza (cochino) en el interior de la línea y posteriormente conferirle movimiento por desplazamiento con presión de gas o agua. A través de un par de cepillos magnetizados se introduce un campo magnético a través de la tubería. Las fugas de este campo magnético producida en las zonas dañadas son detectadas por zapatas de medición ubicadas en el centro del equipo. La corriente generada por las zapatas es amplificada y registrada en una cinta magnética en la parte final del equipo.

El principio de operación consiste en que la fuga de campo magnético sólo ocurre donde hay pérdidas de material como consecuencia de la reducción de la pared. Adicionalmente, la magnitud del flujo es directamente proporcional al volumen del material perdido. Al ser detectado y registrado, se retira la cinta al final de la corrida del equipo y se transfiere la información a una representación grafica en papel. La altura de los picos en el gráfico es proporcional a la cantidad de material perdido a una determinada localización y velocidad de herramienta.

La ubicación de señales se efectúa mediante la colocación de mangotes a lo largo del sector corrido de la tubería, Los cuales transmiten una señal demarcable por loque es factible precisar la ubicación del daño, empleando como referencia las soldaduras circunferenciales que también son detectadas y demarcadas en el registro automáticamente.

Este método es ventajoso porque permite inspeccionar el 100 % del interior de las líneas, lo cual no es posible con ningún otro método de monitoreo, sin embargo su alto costo aunado a que debe interrumpirse la producción, son las desventajas de esta técnica.

### **2.6.2 Inspección visual**

La inspección visual a realizada a un equipo que ha sido expuesto a un medio corrosivo, es una de las herramientas más efectivas para determinar los problemas de corrosión presentes en el medio. Durante este tipo de inspección puede determinarse la profundidad de las picaduras y medir las secciones internas de la tubería, pudiendo determinarse la perdida de espesor de la línea.

### 2.6.3 Cupones de pérdida de peso

Son secciones de metal expuestas a la corriente del fluido permitiendo que se corroan libremente, éstos se pesan antes de instalarse y después de expuestos a la acción del fluido corrosivo. Por diferencia de peso, tiempo de exposición y las dimensiones del cupón, se hallan las velocidades de corrosión y se reporta como milésima de pulgadas al año (mpa), milímetros al año (mm/año) u otra unidad.

La velocidad de corrosión se calcula a partir de la siguiente fórmula [4]:

$$V_{\text{corr}} = \frac{534 * W}{D * A * T} \quad (\text{Ec.2.11})$$

Donde:

$V_{\text{corr}}$  = velocidad de corrosión (mpa)

W = peso perdido (mg)

D = densidad de la probeta ( $\text{gr}/\text{cm}^3$ )

A = área de la probeta ( $\text{pulg}^2$ )

T = tiempo de exposición (hrs)

La principal ventaja de esta técnica es su bajo precio y que requiere de un mínimo de atención durante la operación, son fáciles de instalar y proporcionan información real. Por otro lado, no detecta las fluctuaciones en las velocidades de corrosión ya que ésta se calcula como un promedio durante todo el tiempo de exposición.

### 2.6.4 Inspección ultrasónica

Involucra la medición de espesores de pared de tuberías y equipos mediante ondas de sonido, consiste en una probeta transductora generalmente acoplada a un instrumento

de registro digital, en el cual las ondas de sonido se transmiten a través del metal y regresan al transductor, ese intervalo entre emisión y recepción el registrador digital lo convierte en medidas de espesor de pared, basadas en el paso de la onda sónica por la pared del metal. Las mediciones de este tipo deben realizarse desde el momento en que se instala la tubería a fin de caracterizar el sistema antes de ser expuesto al medio corrosivo.

#### 2.6.4.1 Determinación del espesor mínimo requerido

Es el espesor requerido a la misma localización que el espesor actual antes de considerar la tolerancia estimada por el fabricante y se calcula a través de la ecuación [7]:

$$t_{req} = \frac{P * D}{2 * S * F * T * E} \quad (\text{Ec.2.12.})$$

Donde:

$t_{req}$  = espesor mínimo requerido (pulg)

P = presión de operación (psi)

D = diámetro externo (pulg)

S = esfuerzo mínimo especificado para tuberías de acero (psi)

F = factor de diseño (adimensional)

T = factor de correlación por efecto de la temperatura (adimensional)

E = factor de junta de soldadura (adimensional)

### **2.6.5 Inspección radiográfica**

Es un método ampliamente utilizado, consiste en colocar de un lado de la tubería o el equipo a analizar una fuente radioactiva y del otro lado una película. La película se expone a la emisión de rayos que pasan por el metal, a medida que sea mayor la cantidad de material que atraviesan los rayos mayor será la reducción de la intensidad. La absorción de los rayos X es proporcional a la masa metal que los rayos hayan atravesado, por lo cual los daños localizados aparecen como puntos oscuros en la película. Esto hace muy valiosa a esta herramienta de monitoreo de corrosión, pues no sólo puede determinarse la ubicación sino la extensión y formas de las picaduras, así como también se pueden predecir con bastante exactitud la profundidad de las mismas mediante análisis desintométricos.

Una de las ventajas del uso de esta técnica, es que permite observar el estado actual del interior de la tubería sin interrumpir la producción. Además de detectar picaduras también se pueden identificar depósitos y tapones en los sistemas.

### **2.6.6 Probetas de resistencia eléctrica**

Se utiliza una platina delgada de metal que se expone al medio corrosivo. A medida que el alambre se corroe, su diámetro y su resistencia eléctrica aumenta. Esto ocurre porque la resistencia, manteniendo la longitud y temperatura constante, es directamente proporcional al área de la sección transversal del metal. La resistencia eléctrica de una sección de un material eléctricamente conductor, así como la de un metal, puede ser expresada por la ecuación [6]:

$$R = \rho * L / A \quad (\text{Ec.2.13})$$

Donde:

R = resistencia eléctrica (ohm)

$\rho$  = resistividad intrínseca del material (ohm.m)

L = longitud de la sección (m)

A = área seccional (m<sup>2</sup>)

Para casos a temperaturas constantes, la resistencia eléctrica de un espécimen de longitud determinada, aumenta como el área seccional decrece. En consecuencia, la medida de la resistencia eléctrica puede ser usada para determinar la disminución del metal. La compensación por el cambio de resistividad con la temperatura es proporcionada por el uso de un elemento de referencia protegido del proceso de corrosión. La resistencia eléctrica de un elemento de medida aumenta con la temperatura del mismo modo que lo hace el elemento de referencia. La velocidad de corrosión se determina por los cambios de resistencia que son convertidos en pérdidas de peso del material en intervalos de tiempo determinados.

## **2.7 SISTEMAS DE PROTECCIÓN ANTICORROSIVA**

Es imposible detener completamente la corrosión, ésta puede ser permitida en algunas ocasiones a una tasa aceptable. El grado de corrosión está influenciado por los aspectos de seguridad, regulaciones gubernamentales y consideraciones ambientales. Existe una variedad de métodos para minimizar la corrosión interna en oleoductos, que incluyen: selección de inhibidores, remoción de componentes corrosivos y

sistemas de deshidratación, entre otros. En el caso de protección externa, se utilizan revestimientos para tuberías aéreas y protección catódica para tuberías enterradas.

El tipo de revestimiento a utilizar va a depender del tipo de tubería y de las condiciones del medio donde se encuentre.

El control de corrosión es el paso final en la solución de cualquier problema de corrosión, para ello es necesario seleccionar el(los) método(s) de protección contra la corrosión más adecuado(s), considerando para ello los aspectos técnicos, económicos y la factibilidad de aplicación de cada uno de los métodos propuestos. Por esto se considera necesario conocer los beneficios de los métodos comúnmente utilizados para el control de corrosión.

### **2.7.1 Inhibidores de corrosión**

Se utilizan frecuentemente para el control de la corrosión en líneas de acero al carbono, su modo de acción consiste en la formación de una película que actúa como barrera al medio corrosivo. Esta película se encuentra en equilibrio y ocurren procesos simultáneos de adsorción y desorción del inhibidor sobre el sustrato metálico.

Generalmente los inhibidores de corrosión para  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$  están diseñados de manera tal que poseen una extremidad polar y cola hidrofóbica. A través de la extremidad polar interactúan con la superficie metálica y una vez fijado a la superficie la extremidad hidrofóbica de la molécula origina una barrera adicional al medio acuoso.

Los métodos de tratamientos de inhibidores más comúnmente utilizados son:

- Tratamientos por tapones (Batch): se inyecta en el pozo una cantidad de inhibidores suficiente como para llenar la tubería de producción y se deja por un corto período, durante el cual se forma la película protectora. La vida útil de la película formada tiene que ser mayor o igual al tiempo transcurrido entre cada tratamiento.
- Tratamiento continuo: como lo indica su nombre, volúmenes continuos de inhibidores se inyectan en la tubería, reponiendo continuamente la película protectora.

La eficiencia de los inhibidores es afectada por varias condiciones del medio ambiente y de los materiales. Las condiciones más comunes del medio son la temperatura y la velocidad del fluido. A mayor temperatura menor la efectividad del inhibidor, el factor temperatura debe ser considerado en el diseño para seleccionar el inhibidor adecuado.

Los inhibidores también son afectados inversamente por la velocidad del fluido. Efectos como éste se encuentran más frecuentemente en las instalaciones de petróleo y gas.

La adición de inhibidores que son principalmente catalizadores de retardo disminuye las probabilidades de corrosión. Los inhibidores son de varios tipos: los inhibidores de absorción que forman una película protectora, los inhibidores barrederos que eliminan oxígeno. En general, los inhibidores son agentes químicos,

añadidos a la solución de electrolito, emigran preferentemente hacia la superficie del ánodo o del cátodo y producen una polarización por concentración o por resistencia.

### **2.7.2 Protección catódica**

Es una técnica de prevención que se basa en cambiar el potencial eléctrico de la estructura a proteger llevando a niveles de inmunidad. Para ello se utilizan dos sistemas: ánodos de sacrificio y corriente impresa. En ambos casos la estructura pasa a comportarse como el cátodo de una pila y en consecuencia no sufre corrosión. La protección catódica por ánodo de sacrificio es un proceso de pila galvánica, y la protección catódica por corriente impresa es un proceso de electrólisis.

A diferencia de otros métodos de prevención de la corrosión, la protección catódica no actúa disminuyendo la velocidad del fenómeno solamente, sino que puede detener completamente la acción corrosiva.

Al no haber zonas anódicas en la estructura, no habrá corrosión. La protección catódica puede aplicarse a una gran diversidad de situaciones: tuberías enterradas o sumergidas, fondos de tanques, plataformas marinas lacustres, pilotes metálicos, puentes marinos, intercambiadores, enfriadores, barcos, etc. Básicamente podemos generalizar diciendo que la protección catódica puede aplicarse a cualquier estructura metálica sumergida en un medio corrosivo húmedo.

#### **2.7.2.1 Protección catódica por ánodos de sacrificio**

Se denomina ánodo de sacrificio galvánico a un material metálico que se consume al formar parte de una pila (cupla) galvánica natural junto con otro electrodo que constituye el cátodo de dicha pila el cual desea proteger.

Este tipo de protección catódica consiste en conectar a la estructura que se va a proteger, barras de un metal más activo que el que conforma dicha estructura con lo cual se crea una pila electroquímica donde el metal más activo, que es denominado comúnmente material de sacrificio, funciona como ánodo, el cual se disuelve. La estructura a proteger funciona como cátodo, sobre la cual ocurre el proceso de reducción del medio oxidante (figura 2.3).

En este circuito se produce un flujo de electrones que van por el conductor metálico; de ánodo de sacrificio con potencial más negativo hacia la estructura de potencial más positivo y cerrándose el circuito a través del electrolito (suelo en este caso) mediante el movimiento de aniones y cationes. De esta forma la estructura se polariza catódicamente, o sea, hacia valores más negativos de potencial.

Un requisito indispensable del metal y/o aleación empleado en la fabricación de un ánodo de sacrificio galvánico es que el mismo es capaz de polarizar a la estructura, equipo o instalación que se desea proteger, de tal manera que su velocidad de corrosión en el medio destinado para su funcionamiento sea mínima de manera de alargar su período de vida útil.

Entre las características más importantes exigidas en un ánodo de sacrificio galvánico se encuentran, primero que el potencial de corrosión debe ser lo suficiente

negativo como para promover el flujo de corriente (del ánodo de sacrificio al metal a proteger) de magnitud tal que resulte en la protección del material mencionado.

Por otra parte, es necesario que el ánodo de sacrificio galvánico no se pasive en el medio en el cual será utilizado para proteger a una estructura, equipo o instalación, catódicamente. La pasivación de dicho ánodo limitaría la corriente drenada por el mismo, durante el acoplamiento galvánico con el metal a proteger, a valores muy pequeños. El ánodo debe conservar su actividad hasta el final de su vida en servicio.

Otro factor a considerar en el funcionamiento de un ánodo de sacrificio galvánico, es su estructura, definida como la cantidad teórica de corriente proporcionada en un tiempo determinado por el peso del material. Ésta deberá ser lo más alta posible, es decir, las impurezas deben quedar reducidas a un valor mínimo.



Figura 2.3 Protección catódica por ánodos de sacrificio

### **2.7.2.2 Protección catódica por corriente impresa**

Consiste en suministrar la corriente polarizante necesaria mediante una fuente externa de corriente eléctrica (figura 2.4). Como fuente de energía puede utilizarse un generador de corriente directa, pero lo más usual es tomar la corriente alterna del tendido eléctrico, transformándola hasta unos pocos voltios y posteriormente

rectificarla para convertirla en directa. Entonces la estructura a proteger se conecta al borne negativo del rectificador (o fuente en general), lo cual produce su polarización catódica. Al borne positivo se conecta uno (o varios) electrodos que hacen la función del ánodo. Como se ve el sistema funciona por el principio de celda electrolítica.

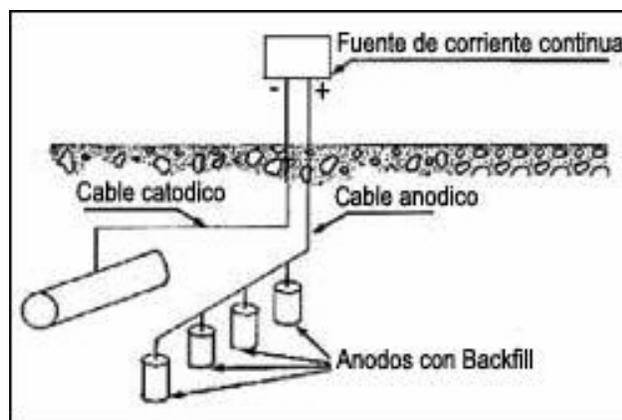


Figura 2.4 Esquema de protección catódica con corriente impresa de una tubería enterrada [6].

En la actualidad se construyen transformadores-rectificadores regulables con este fin. Inclusive se fabrican equipos automáticos. Así con ayuda de un tercer electrodo de referencia (generalmente cinc de alta pureza) mantiene a la estructura en el potencial deseado. Como en esta forma de aplicar la protección catódica, la energía es suministrada por una fuente exterior, el electrodo anódico puede en principio construirse de cualquier material conductor. En la práctica se usan dos tipos de ánodos:

- Ánodos activos como el hierro y aceros comunes los cuales se disuelven anódicamente, su costo es muy bajo. Se usa chatarra generalmente para estos fines.
- Ánodos poco activos o insolubles sobre los cuales ocurre fundamentalmente la oxidación de agentes del medio circundante. Así el desgaste es ligero y su tiempo de vida (a masas iguales) es mucho mayor que la de los ánodos solubles. Los ánodos más usuales son el grafito, titanio, titanio platinado, hierro-sílice, plomo-plata y otros.

### **2.7.3 Revestimientos y pinturas**

Un revestimiento (o recubrimiento) se define como una capa construida por un material diferente a la base o sustrato sobre el cual es aplicada. Las funciones principales de los revestimientos industriales son: protección anticorrosiva y protección mecánica.

Los revestimientos se clasifican en [8]:

#### **2.7.3.1 Revestimientos orgánicos**

El uso de pinturas, lacas, barnices, resinas sintéticas termoestables y termoplásticas, materiales bituminosos y elastómeros han dado muy buen resultado como protección contra la corrosión. Estos materiales proveen barreras finas tenaces y duraderas para proteger el sustrato metálico de medios corrosivos. El uso de capas orgánicas protege más el metal de la corrosión que muchos otros métodos. Aunque debe escogerse muy

bien, ya que hay procesos que incluyen tratamientos con alcoholes que en algún momento pueden disolver los materiales orgánicos.

### **2.7.3.2 Revestimientos inorgánicos**

Estos a su vez se clasifican en:

#### **A. Revestimientos metálicos**

Los recubrimientos se aplican mediante capas finas que separen el ambiente corrosivo del metal, es decir, que puedan servir como ánodos sacrificables que puedan ser corroídos en lugar del metal subyacente. Los galvanizados y cromados son ejemplos de este caso. Un recubrimiento continuo de zinc y estaño aísla el acero respecto al electrolito. A veces se presentan fallas con estos metales, cuando el riesgo de corrosión es muy elevado se recomienda hacer un recubrimiento con Alclad.

El Alclad es un producto forjado, compuesto, formado por un núcleo de una aleación de aluminio y que tiene en una o dos superficies un recubrimiento de aluminio o aleación de aluminio que es anódico al núcleo y por lo tanto protege electroquímicamente al núcleo contra la corrosión.

#### **B. Revestimientos no metálicos**

En algunos casos es necesario hacer recubrimientos con material inorgánico, los más usados son el vidrio, cerámicos, silicatos y fosfatizados estos recubrimientos

proporcionan acabados tersos y duraderos. Aunque si se expone un pequeño lugar anódico se experimenta una corrosión rápida pero fácil de localizar.

Un sistema de revestimiento es una de las opciones utilizadas para contrarrestar la acción corrosiva de medio agresivos. En estudios realizados en las industrias petroleras nacionales, el 75% de las fallas se debe a una mala aplicación e inspección de los sistemas de recubrimiento.

La pintura es un material líquido pigmentado, que al ser aplicado sobre el sustrato adecuado se transforma en una película sólida con propiedades protectoras y de cubrimiento. Las pinturas tienen diferentes propósitos como: control de corrosión, decorativo, identificación, etc.

#### **2.7.4 Propiedades deseables de las pinturas y revestimientos:**

- Baja absorción de agua: a objeto de disminuir el contacto de ésta con el sustrato metálico. En aquellos casos donde al agua es absorbida por el revestimiento y mantenida en la estructura molecular del mismo, no promueve procesos corrosivos, siempre y cuando no llegue a la superficie metálica. De existir protección catódica, disminuirá la resistencia dieléctrica y aumentaran los consumos y aumentaran los consumos de corriente, afectando así el desempeño del sistema de revestimiento.
- Alta capacidad dieléctrica: con la finalidad de prevenir el flujo de corriente a través del revestimiento y evitas de esta forma el proceso corrosivo. Sin embargo, si se utilizan sistemas de protección catódica, una alta capacidad dieléctrica implicará mayor oposición al paso de la corriente.

- Resistencia a la abrasión: es posible que durante el servicio, el revestimiento esté sometido a abrasión, ya sea por parte de fluidos, partículas, etc., por lo que es deseable una alta resistencia en función del requerimiento.
- Buena adherencia: ésta determina el desempeño final del revestimiento; una mala adherencia traerá consigo fallas a corto plazo.
- Buenas propiedades cohesivas: se requiere una buena cohesión entre capas diferentes o entre las mismas.
- Resistencias a esfuerzos tangenciales son esfuerzos de corte que ejercen ciertos tipos de terrenos como los arcillosos en algunos revestimientos, ocasionándoles arrugamiento y/o desprendimiento del mismo.
- Resistencia química existen ambientes cuya química puede ser corrosiva y degradativa afectando el desempeño del revestimiento.
- Estabilidad a la temperatura y luz ultravioleta: la estabilidad térmica es la mayor limitante de los revestimientos, ya que por su naturaleza orgánica sus temperaturas de uso son relativamente bajas. En cuanto a la resistencia UV, se ha comprobado la pérdida de propiedades del revestimiento por efecto de la porción UV de la luz del sol, esta degradación puede ocurrir a largo o corto plazo de acuerdo con la resina base del revestimiento.
- Resistencia mecánica: existen proyectos donde se requieren revestimientos con excelentes propiedades mecánicas, ya que durante su traslado, manejo, transporte, instalación y servicio estarán expuestos a esfuerzos mecánicos.
- Alta resistencia al desprendimiento catódico: ésta se define como la resistencia que debe tener el revestimiento al desprendimiento por efecto de las reacciones catódicas.
- Inertes ante hongos y bacterias.

Las inspecciones de los trabajos de revestimiento se dividen básicamente en tres aspectos fundamentales:

- Condiciones atmosféricas: antes y durante la ejecución de los trabajos son de singular importancia las condiciones ambientales reinantes, ya que de ello depende el inicio y la continuación de los trabajos, así como, la calidad del mismo. Entre las condiciones que debemos tomar en cuenta están la humedad relativa, temperatura, puntos de rocío y efecto del viento.
- Preparación de la superficie se ha estimado que entre 75-80% de todas las fallas prematuras de los revestimientos, son causadas completa o parcialmente por defectos de la preparación de la superficie, ya que los contaminantes tales como aceite, grasa, sucio químicos, etc., interfieren en el comportamiento y la adherencia del revestimiento.
- Aplicación del revestimiento: es de vital importancia verificar la aplicación de los mismos. Por tanto se debe tomar en cuenta lo siguiente: superficie, material, equipos, técnicas de aplicación, etc.

## **2.7.5 Tipos de revestimientos para tuberías**

### **2.7.5.1 Tuberías aéreas**

Cuando la tubería se expone a un ambiente rural o poco corrosivo puede recubrirse con un sistema que incluya, preparación de la superficie, fondo anticorrosivo a base de cromato de zinc y acabado alquídico de aluminio difuso. Estos revestimientos se conocen como pinturas formadoras de barreras (barrier coatings) porque al secarse las hojuelas de aluminio se entrelazan creando una barrera física que dificulta la

formación de poros. Este sistema es muy utilizado para tuberías de agua y para tuberías de la industria petrolera.

#### **2.7.5.2 Tuberías enterradas:**

Hay dos sistemas posibles:

##### **A. Aplicación en planta**

- **Resina epóxica horneable**

Son muy duras y resistentes a la acción de los agentes corrosivos tanto químicos como atmosféricos. La tubería a revestir se limpia por granallado, se precalienta y se rocía con la pintura en polvo la cual se adhiere electrostáticamente formando una capa consistente y uniforme.

- **Polietileno extruido**

Es uno de los más conocidos y tiene muchos años de resultados exitosos, los chips de polietileno (o polipropileno) se funden en una máquina y se aplica el material fundido sobre la tubería limpia, precalentada y con una capa de imprimador, para formar una capa gruesa de un material de alta constante dieléctrica.

- **Breas simples o epóxicas**

Estas pueden reforzarse con fibra de vidrio, la cual mejora las propiedades de resistencia mecánica.

- **Sistema tricapa**

Es la última tecnología en protección de tuberías enterradas. Consiste en un fondo de resina epóxica horneable, una capa intermedia y una capa de acabado de polietileno extruido. La capa intermedia actúa como enlace químico entre el fondo epóxico y el acabado polietilénico. Tiene todas las ventajas de las resinas epóxicas horneables y del polietileno extruido sumadas: alta constante dieléctrica, resistencia a la temperatura

## **B. Aplicación en sitio**

- **Cintas de polietileno**

Una máquina limpia la tubería por cepillado mecánico, se agrega un imprimador y se aplican dos capas de cinta, una de fondo de color generalmente negro y otra de acabado exterior de color blanco. La clave del éxito de este revestimiento está en el solape entre cada vuelta de la cinta y la siguiente para asegurar una buena cobertura.

- **Mangas termocontráctiles**

Se basan en un polietileno de alta densidad irradiado. Se aplican sobre la tubería limpia, precalentada y luego de instalada la manga se la aplica calor con una antorcha. El material se encoge fuertemente adhiriéndose al metal. Su principal uso es la protección de las juntas soldadas.

### 2.7.5.3 Tuberías sumergidas

Se emplean con éxito las breas epóxicas sobre metal chorreado combinadas con protección catódica.

## 2.8 RESISTIVIDAD DEL SUELO

La resistividad del suelo es la propiedad que tiene éste, para conducir electricidad, es conocida además como la resistencia específica del terreno y es el parámetro más importante para conocer el nivel de corrosividad de un suelo, ya que está directamente relacionado con la cantidad total de sales disueltas. En su medición, se promedian los efectos de las diferentes capas que componen el terreno bajo estudio, ya que éstos no suelen ser uniformes en cuanto a su composición, obteniéndose lo que se denomina resistividad aparente o resistividad del terreno. Un medio muy conductor permitirá el paso de la corriente de corrosión pero también facilitará la circulación de la corriente protectora que drenen los ánodos de un sistema de protección catódica. La unidad de resistividad del suelo es el ohm-centímetro ( $\Omega$ -cm). En la tabla 2.1 se muestra la relación resistividad-suelos.

Tabla 2.1 Características corrosivas de los suelos en función de la resistividad [6].

<b>Resistividad (ohm-cm)</b>	<b>Característica</b>
0 a 900	Severamente corrosivo
900 a 5.000	De elevada corrosión
5.000 a 10.000	Moderadamente corrosivo

10.000 a 20.000	Ligeramente corrosivo
> 20.000	Poco corrosivo

### 2.8.1 Factores que determinan la resistividad del suelo

La resistividad del terreno varía ampliamente a lo largo y ancho del globo terrestre, estando determinada por:

- **Sales solubles**

La resistividad del suelo es determinada principalmente por su cantidad de electrolitos; esto es, por la cantidad de humedad, minerales y sales disueltas. Como ejemplo, para valores de 1% (por peso) de sal (NaCl) o mayores, la resistividad es prácticamente la misma, pero, para valores menores de esa cantidad, la resistividad es muy alta.

- **Composición del terreno**

La composición del terreno depende de la naturaleza del mismo. Por ejemplo, el suelo de arcilla normal tiene una resistividad de 40-500 ohm-m por lo que una varilla electrodo enterrada 3 m tendrá una resistencia a tierra de 15 a 200 ohms respectivamente. En cambio, la resistividad de un terreno rocoso es de 5.000 ohm-m o más alta, y tratar de conseguir una resistencia a tierra de unos 100 ohm o menos con una sola varilla electrodo es virtualmente imposible.

- **Estratigrafía**

El terreno obviamente no es uniforme en sus capas. En los 3 m de longitud de una varilla electrodo típica, al menos se encuentran dos capas diferentes de suelos.

- **Granulometría**

Influye bastante sobre la porosidad y el poder retenedor de humedad y sobre la calidad del contacto con los electrodos aumentando la resistividad con el mayor tamaño de los granos de la tierra. Por esta razón la resistividad de la grava es superior a la de la arena y de que ésta sea mayor que la de la arcilla.

- **Estado higrométrico**

El contenido de agua y la humedad influyen en forma apreciable. Su valor varía con el clima, época del año, profundidad y el nivel freático. Como ejemplo, la resistividad del suelo se eleva considerablemente cuando el contenido de humedad se reduce a menos del 15% del peso de éste. Pero, un mayor contenido de humedad del 15% mencionado, causa que la resistividad sea prácticamente constante. Y, puede tenerse el caso de que en tiempo de secas, un terreno puede tener tal resistividad que no pueda ser empleado en el sistema de tierras. Por ello, el sistema debe ser diseñado tomando en cuenta la resistividad en el peor de los casos.

- **Temperatura**

A medida que desciende la temperatura aumenta la resistividad del terreno y ese aumento se nota aún más al llegar a 0° C, hasta el punto que, a medida que es mayor la cantidad de agua en estado de congelación, se va reduciendo el movimiento de los electrolitos los cuales influyen en la resistividad de la tierra.

- **Compactación**

La resistividad del terreno disminuye al aumentar la compactación del mismo. Por ello, se procurará siempre colocar los electrodos en los terrenos más compactos posibles.

### **2.8.2 Medición de la resistividad del suelo**

La resistividad del terreno se mide fundamentalmente para encontrar la profundidad y grueso de la roca en estudios geofísicos, así como para encontrar los puntos óptimos para localizar la red de tierras de una subestación, sistema electrónico, planta generadora o transmisora de radiofrecuencia. Asimismo puede ser empleada para indicar el grado de corrosión de tuberías subterráneas.

En general, los lugares con resistividad baja tienden a incrementar la corrosión. Es necesario aclarar que la medición de la resistividad del terreno, no es requisito para hacer una malla de puesta a tierra. Aunque para diseñar un sistema de tierras de

gran tamaño, es aconsejable encontrar el área de más baja resistividad para lograr la instalación más económica.

El perfil de la resistividad del suelo determinará el valor de la resistencia a tierra y la profundidad de nuestro sistema de puesta a tierra.

Para medir la resistividad del suelo se requiere de un terrómetro (llamado en otros países: telurómetro) o *Megger* de tierras de cuatro terminales.

Los aparatos de mayor uso, de acuerdo a su principio de operación, pueden ser de 2 tipos: del tipo de compensación de equilibrio en cero y el de lectura directa.

Los terrómetros deben inyectar una corriente de frecuencia que no sea de 60 Hz para evitar se midan voltajes y corrientes que no se deban al aparato sino a ruidos eléctricos. Por ejemplo, si estamos cerca de una subestación o de una línea en servicio, y vamos a realizar mediciones de resistividad y resistencia de tierra, con un aparato de 60 Hz, dichos sistemas van a inducir corrientes por el suelo debido a los campos electromagnéticos de 60 Hz y darán una lectura errónea.

De igual manera sucede cuando los electrodos de prueba están mal conectados o tienen falsos contactos, darán señales falsas de corriente y voltaje. Si hay corrientes distintas a las que envió el aparato, éste leerá otras señales de voltaje y corriente que no son las adecuadas.

Como la medición obtenida por un terrómetro es puntual, se deben hacer mediciones en un sentido, en otro a 90 grados del primero, y, en el sentido de las diagonales.

En la medición de resistividad de un terreno, es común encontrar valores muy dispares, causados por la geología del terreno, por lo que es una práctica común de una tabla con lecturas, el eliminar los valores que estén 50% arriba o abajo del promedio aritmético de todos los valores capturados.

## **CAPITULO III**

### **DESARROLLO DEL TRABAJO**

#### **3.1 DESCRIBIR LA SITUACIÓN ACTUAL DEL OLEODUCTO GUÁRICO-SANVI**

Esta descripción del oleoducto se realizó mediante observación directa de las condiciones externas. como corrosión, picaduras, golpes, desprendimiento metálico, laminaciones presencia y condiciones de los soportes, pases de carretera, accesorios y estaciones de válvulas presentes a lo largo de su recorrido. Además de la toma de medidas de espesor de pared de la tubería por ultrasonido.

##### **3.1.1 Medición de espesores a lo largo de la tubería**

Para la evaluación de las condiciones físicas de la línea mediante la medición puntual de espesor de pared por ultrasonido es necesario cumplir con el siguiente procedimiento:

- Calibrar el equipo de ultrasonido utilizando para ello los patrones de calibración propios del equipo.
- Identificar la tubería que se va a inspeccionar.
- Limpiar la superficie de la tubería de tal forma que no existan interferencias que puedan afectar la medición.
- Aplicar gel acoplante en el punto de medición sobre la superficie de la tubería.

- Realizar mediciones en sentido horario, sobre los puntos distribuidos alrededor de la tubería, dispuestos como se muestra en la figura 3.1

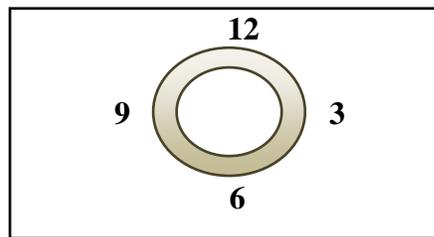


Figura 3.1 Distribución de puntos de medición de espesores alrededor de la tubería.

- Realizar inspección visual a lo largo de la tubería a fin de localizar puntos críticos donde se presente corrosión o donde sea evidente la pérdida de material y realizar medición en dichos puntos

Las mediciones se distribuyeron en 812 cada dos metros aproximadamente, para un total de tubería inspeccionada de 15 km, dichas mediciones de espesor se ilustran en el anexo A

Con el propósito de facilitar la toma de datos, se dividió el oleoducto en dos tramos desde la planta compresora Guárico 10-13 hasta el río Unare y desde la estación de flujo Sanvi hasta el río Unare.

### 3.2 IDENTIFICAR LAS FALLAS EXISTENTES EN EL OLEODUCTO GUÁRICO - SANVI

Una vez establecidas las condiciones externas de la línea, se procedió a identificar los niveles de corrosión tomando como referencia picaduras y desprendimiento metálico. Además se realizó el cálculo del espesor mínimo de trabajo permitido, a partir de la ecuación 2.12, de acuerdo a las normas ASME B 31.4 “Sistemas de Tuberías de Transporte de Hidrocarburos Líquidos” y API 570 “Inspección, reparación, modificación y acondicionamiento de sistemas de tuberías en servicio; a fin de hacer las comparaciones respectivas con los valores de espesor actual de los tramos de tubería obtenidos en la etapa anterior.

Para una tubería que posee en todo su recorrido las siguientes condiciones operacionales, dimensionales y características

$$P = 120 \text{ psi}$$

$$D = 6 \text{ pulg}$$

$$S = 35.000 \text{ psi (esfuerzo de fluencia)}$$

$$F = 0,72 \text{ (adimensional)}$$

$$T = 1,00 \text{ (para sistemas con temperaturas menores a } 250 \text{ }^\circ\text{F)}$$

$$E = 1,00 \text{ (para tuberías bajo especificación API 5L- B)}$$

Sustituyendo estos valores en la ecuación 2.12 se tiene:

$$t_{req} = \frac{120\text{psi} * 6\text{pulg}}{35.000\text{psi} * 0,72 * 1,00 * 1,00}$$

$$t_{req} = 0,016\text{pulg}$$

Estos valores se encuentran reportados en el anexo C

### **3.3 REALIZAR EL DIAGNOSTICO DE LOS NIVELES DE CORROSIÓN EXTERNA EN EL OLEODUCTO GUÁRICO – SANVI**

Una vez establecidas las condiciones externas y fallas observadas en el oleoducto y con base en la inspección visual y la determinación del espesor mínimo de trabajo permitido, se realizó un diagnóstico con la finalidad de conocer la naturaleza del medio corrosivo, según la morfología del daño presente en oleoducto y teniendo como base los principios teóricos de las características de los diferentes tipos de corrosión.

Tomando como base la normativa interna de PDVSA en cuanto a inspección PI 990000 – PI 992400, soldadura PI 020504, niveles de humedad relativa, factores ambientales (temperatura, viento), colocación y remplazo de revestimiento PI 070201 entre otras, se realizó la comparación de las condiciones halladas en el campo y la teoría a fin de constatar si las mismas se encuentran dentro de los parámetros permitidos por la empresa o si constituyen una falta que pueda ser causal del proceso corrosivo presente en el oleoducto que comunica la planta compresora Guárico 10-13 con la estación de flujo Sanvi.

### **3.4 ESTABLECER POSIBLES ALTERNATIVAS PARA LA MINIMIZACIÓN DE LOS NIVELES DE CORROSIÓN EXTERNA EN EL OLEODUCTO GUÁRICO - SANVI**

En esta etapa se procederá a plantear los resultados arrojados por las etapas anteriores en cuanto a las fallas que presenta el oleoducto, el grado y la naturaleza de la corrosión que se evidencia en el mismo, y así poder establecer las mejores opciones de acuerdo con la pérdida de material, fugas, reparaciones, ausencia y condiciones del revestimiento, acceso, vegetación, pases de carretera, topografía del terreno y agentes contaminantes, que contribuyan a minimizar los problemas operacionales que pueda presentar el mismo.

## **CAPITULO IV**

# **DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **4.1 DISCUSIÓN DE RESULTADOS**

#### **4.1.1 Describir la situación actual del oleoducto Guárico - Sanvi**

##### **4.1.1.1 Inspección visual**

Mediante la inspección visual, se obtuvieron las características externas del oleoducto estudiado, las cuales constituyen el punto de partida para el análisis de las fallas y posterior diagnóstico de los procesos corrosivos que puedan presentarse en el mismo. Dichas características demuestran que el oleoducto no se encuentra en condiciones óptimas, favoreciendo el avance de la corrosión.

Las condiciones más resaltantes encontradas son las siguientes:

##### **Pases de carretera**

- Existen ocho (08) pases de carretera de aproximadamente de 12m de longitud aproximadamente, recubiertos por cinta de polietileno, la cual se pudo apreciar que se encuentra dañada al menos en los extremos (donde se entierra y donde sale), los pases son de tierra es decir que no poseen asfalto y no cumplen con las profundidades recomendadas (1,5 m)

- Por lo menos ocho (08) reparaciones del oleoducto (camisa soldada) son utilizados de forma improvisada como pase de carretera, (cubierto por granza) lo cual constituyen un elevado riesgo para la tubería ya que no poseen revestimiento.

### **Estructuras metálicas**

La línea cuenta con soportes tipo H desde la salida de la estación Guárico y a lo largo de su recorrido ubicados aproximadamente a cada 6m con algunas excepciones. Los mismos están contruidos con tubería de 3" y no presentan aislantes para minimizar la fricción entre la línea y el mismo, lo que hace que ambos estén en contacto directo.

No se tiene una cifra exacta de cuantos soportes tiene la línea, ya que existen tramos en los cuales no se pudo observar debido a diversas condiciones como maleza entre otras.

### **Soportes de concreto**

La línea presenta aproximadamente 60 soportes de concreto, tipo durmiente los cuales en su mayoría se encuentran sin su respectiva base o con la misma enterrada.

### **Vías de acceso y vegetación**

El oleoducto en su trayectoria pasa a través de varias propiedades privadas (fincas San Vicente y Mata Redonda), zonas fangosas, quebradas, áreas de pastizal y ganadería (1.245m lineales), además de maleza abundante de difícil acceso vehicular y/o humano. En algunos sectores hay árboles que hacen contacto con el tubo.

## **Reparaciones**

En el oleoducto se evidencian reparaciones, mediante la instalación de camisas soldadas, grampas y parchos, estas se encuentran especificadas en el anexo B.

## **Observaciones adicionales**

La línea atraviesa un río (Unare) aproximadamente a 4.350m de la estación. El puente mide 9m aproximadamente.

Se observaron cuatro (4) válvulas de compuerta de 6" en el recorrido de la línea.

Todas estas condiciones se observan en el registro fotográfico (anexo D)

### **4.1.1.2 Inspección mediante ultrasonido**

La toma de espesores se realizó a la tubería aérea, en ambos extremos de las juntas soldadas y zonas críticas. La longitud inspeccionada mediante la toma de espesores fue de aproximadamente 15 km (tubería aérea) con un total de 812 puntos, dichas lecturas se encuentran todas por encima del espesor mínimo permisible, calculado mediante la ecuación 2.12, de acuerdo a las especificaciones de la API 570 y ASME 31.4, a pesar de esto se evidencia pérdida de material, con una reducción mínima de espesor del 1,6% en el punto 25 del tramo comprendido entre la planta compresora Guárico hasta el río Unare 10-13 y una reducción máxima del 38,41%, en el punto número 89 del tramo comprendido desde la estación de flujo Sanvi hasta el río

Unare, todas estas medidas se encuentran registradas en el anexo C, se dejaron sin medir algunos tramos, debido a abundante maleza y difícil acceso (5 Km. aproximadamente).

#### **4.1.2 Identificar las fallas existentes en el oleoducto Guárico – Sanvi**

Mediante la inspección visual del oleoducto se pudieron observar las fallas existentes en el mismo, las cuales constituyen factores que favorecen o aceleran el proceso corrosivo, entre ellas podemos destacar:

- Ausencia de recubrimiento a lo largo de todo el oleoducto, a excepción de los pases de carretera, lo que hace a la tubería susceptible al efecto del medio circundante y a la acumulación de agua, polvo y herrumbre, factores que favorecen el proceso corrosivo.
- Desprendimiento y deterioro del revestimiento (cinta de poliuretano) presente en los pases de carretera, debido a la antigüedad de dicho revestimiento y a la acción de los agentes ambientales en contacto con el mismo la cinta se encuentra en mal estado, agrietada o desprendida, dejando la tubería expuesta a la acción corrosiva del medio.
- Reparaciones de fugas mediante camisas soldadas, estas se encuentran muy próximas entre sí, cuatro parchos en una distancia de 1m, lo que constituye una zona crítica según normas de soldadura PDVSA PI 070504.
- Picaduras, éstas se evidencian a lo largo de toda la tubería con variaciones de tamaño y severidad, desde pequeñas manchas de herrumbre hasta grandes conchas, siendo las mismas potenciales puntos de fuga.

- Pérdida de material, evidenciada por la reducción de espesores con un valor máximo de 38,41 % desde el valor nominal de 0,312 pulgadas hasta el valor actual de 0,285 pulgadas. Estas medidas corresponden al punto 89 del tramo comprendido entre la estación de flujo Sanvi hasta el río Unare.
- Contacto metal-metal, entre la tubería y los soportes tipo H, así como también entre tubería y tubería, lo cual ocasiona fricción y por ende picaduras.
- Falta de soportes, lo que deja la tubería en contacto directo con el suelo, pozos de agua y con otras tuberías, causando fricción y erosión en la misma.

Dichas condiciones se reflejan en el registro fotográfico (anexo D).

#### **4.1.3 Realizar el diagnóstico de los niveles de corrosión externa en el oleoducto Guárico – Sanvi**

De acuerdo a las condiciones externas y características presentadas por la tubería se puede decir que la misma presenta dos tipos de corrosión, atmosférica y por fricción.

El oleoducto objeto de estudio al estar desprovisto de recubrimiento y pinturas aislantes, se encuentra expuesto directamente a las condiciones ambientales y es susceptible a los ataques de los componentes químicos de la atmósfera y a las precipitaciones. El mismo está sometido a los efectos de la temperatura (alrededor de 40°C), el suelo arcilloso, con el que hace contacto en algunos tramos al igual que con zonas anegadizas, pantanosas y un río (río Unare).

En la época de precipitaciones el río aumenta su caudal, alcanzando el nivel al que se encuentra la tubería, arrastrando sedimentos y partículas a lo largo de la misma lo que constituye un foco erosivo y de desgaste del oleoducto.

Las características topográficas del terreno propician que algunos tramos del oleoducto permanezcan en cuencas, donde la tubería se encuentra en contacto directo con el suelo y la vegetación, favoreciendo la acumulación de agua, polvo y herrumbre; factores que eventualmente corroen la superficie del metal.

Al estar rodeado por núcleos poblacionales y agrícolas, el oleoducto se ve afectado por los desechos de las actividades típicas de los mismos; residuos vegetales, animales y fertilizantes son agentes corrosivos en contacto con la tubería.

También se evidencia corrosión por fricción un tipo de corrosión muy localizada y caracterizada por la aparición de pequeños puntos con pérdida de material “picaduras” o grietas, que se producen por el movimiento relativamente pequeño (como una vibración), de dos superficies metálicas en contacto. Este tipo de corrosión está presente en el oleoducto, ya que el mismo presenta contacto metal-metal, entre la tubería y los soportes metálicos y no cuenta con dispositivos antifricción entre ellos, y con otras tuberías.

Todas estas características se evidencian en el registro fotográfico (anexo D).

#### **4.1.4 Establecer posibles alternativas para la minimización de los niveles de corrosión externa en el oleoducto Guárico - Sanvi**

Una vez conocidas las condiciones externas de la línea, sus fallas y la naturaleza del proceso corrosivo presente en ella, se pueden tomar las siguientes medidas para minimización del mismo:

- Limpieza y revestimiento de la tubería. Se debe realizar el desmalezado y acondicionamiento previo para la colocación de revestimiento a fin de aislar el oleoducto de los agentes corrosivos que lo rodean. Se puede colocar revestimientos bituminosos, cintas de polietileno, brea epóxica, cinta plástica adhesiva o resina epóxica.
- Colocación de dispositivos antifricción por abrasión a las estructuras metálicas tipo “H”, según especificaciones norma PDVSA HG-251, se usa madera Vera. Esto con el fin de evitar el contacto entre la tubería y los soportes y disminuir así el riesgo de corrosión por fricción.
- Colocar sus respectivas estructuras metálicas tipo “H” de retención en los pases de carretera donde no estén instaladas. Para proteger la tubería del contacto con directo con el suelo y los agentes corrosivos presentes en el mismo.
- Separar la línea donde hace contacto con otras tuberías y con el suelo. De igual manera para evitar fricción metal-metal y el contacto con los agentes corrosivos del suelo.
- Reemplazar tramo comprendido entre los puntos 150 y 155, identificación dada según la toma de espesores, ya que no se cuenta con las progresivas que señalen la ruta del oleoducto, debido al número de reparaciones que presenta. Esto para evitar la falla del oleoducto por fugas.
- Cubrir tuberías y soportes H con:

- Fondo multiprime.
- Esmalte alquídico de color aluminio difuso.

Esto a manera de evitar la acumulación de herrumbre y producción de picaduras, entre tanto se coloca el revestimiento.

## 4.2 CONCLUSIONES

1. La tubería se encuentra expuesta a condiciones adversas sin la protección adecuada.
2. Las principales fallas observadas en la línea son ausencia de revestimiento, reparaciones de fugas por medio de camisas soldadas y parches.
3. Los soportes H existentes a lo largo del tramo inspeccionado no presentan aislantes para minimizar la fricción entre la línea y el mismo, lo que hace que ambos estén en contacto directo.
4. El oleoducto que comunica la estación de flujo Guárico con la Estación de Flujo Sanvi presenta un grado de corrosión externa severa, evidenciada por las fallas, picaduras y fugas de la misma.
5. El espesor mínimo calculado según la norma ASME 31.4 para el sistema estudiado es igual a 0,016 pulgadas.
6. Los principales agentes corrosivos que afectan la tubería son el suelo, el agua, la topografía del terreno y los desechos agrícolas.
7. La naturaleza de los principales procesos corrosivos encontrados en la tubería son de tipo atmosférica y por fricción.

8. Las principales medidas a tomar para la minimización de la corrosión del oleoducto son el remplazo del tramo más crítico (tramo sobre el rio Unare) y la colocación de revestimiento.

### **4.3 RECOMENDACIONES**

1. Desmalezar el corredor de tubería (15 km. total inspeccionado) e inspección periódica del oleoducto para garantizar y evitar el deterioro del mismo.
2. Concluida la actividad de desmalezado realizar medición en mayor cantidad de puntos de espesores para contar con una visión más finita sobre la condición actual y evaluar el tiempo de vida útil que le resta al oleoducto.
3. Instalar postes de progresivas para identificar la ruta del oleoducto.
4. Iniciar a la brevedad la elaboración de la Ingeniería y posterior construcción del puente que mantiene suspendida la tubería sobre el río Unare e incluir en la Ingeniería válvulas a ambos lados del río que puedan servir de bloqueo del fluido en caso de alguna contingencia, esto debido al alto grado de deterioro que este presenta y el alto riesgo de contaminación ambiental.
5. Las lecturas de espesor máximo no pueden ser mayores al espesor nominal, en caso de que esto suceda es recomendable repetir la medición para la minimización de errores.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Lezama, M. **“Evaluación del Mecanismo de Corrosión Externa/Interna y Diseño de Sistemas de Protección Anticorrosiva en Plantas Compresoras de gas”**. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente. Departamento de Ingeniería Química. Puerto la Cruz, Venezuela (2000).
2. Mata, M. **“Evaluación de la Corrosión en las Líneas de Flujo de Pozos Productores de Gas Condensado”**. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente. Departamento de Ingeniería Química. Puerto la Cruz, Venezuela (2003).
3. Romero, A. **“Estudio de la Tendencia Corrosiva en los Gasoductos Asociados a las Plantas Compresoras Críticas del Área II del Distrito San Tome, PDVSA”**. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente. Departamento de Ingeniería Química. Puerto la Cruz, Venezuela (2006).
4. Saavedra, P y Otros. **“Corrosion Basic and Introduction”**. (1984).
5. Palacios C. y Hernández Y, **“Diagnóstico, Cuantificación y Caracterización del Fenómenos de Erosión/Corrosión en Instalaciones de Producción y Gas asociadas a Piamo”**. Volumen I, Gerencia de Petróleo, Corpoven, Puerto la Cruz (1996).
6. Goldin, J. **“Curso Básico de Corrosión”**. Centro Internacional de Entrenamiento y Desarrollo CIED, Maturín (1998).

7. ASME B 31.4 **“Sistemas de Tuberías de Transporte de Hidrocarburos Líquidos y Otros Líquidos”** (2002).
8. Goldin J, **“Aplicación, Inspección y Control de Revestimientos Industriales”**, Centro Latinoamericano de Desarrollo, Maturín (2003).
9. API 570 **“Inspección, Reparación, Modificación y Acondicionamiento de Sistemas de Tuberías en Servicio”**. Washington (1998).
10. Gerencia de Desarrollo de Infraestructura, **“Memoria Descriptiva Plan de Negocio 2007-2026. Producción Gas San Tomé”** San Tomé, Edo. Anzoátegui, Venezuela (2007).
11. Gerencia de Desarrollo de Mantenimiento, **“Informe Técnico: Inspección Oleoducto Guárico-Sanvi. Producción Gas San Tomé”** San Tomé, Edo. Anzoátegui, Venezuela (2007).

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

<b>TÍTULO</b>	<b>DIAGNÓSTICO DE LOS NIVELES DE CORROSIÓN EXTERNA EN EL OLEODUCTO GUÁRICO-SANVI</b>
<b>SUBTÍTULO</b>	

**AUTOR (ES):**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CÓDIGO CULAC / E MAIL</b>
<b>RODRÍGUEZ E., MARIANA J.</b>	<b>CVLAC: 15.933.538 E MAIL: marianajre@hotmail.com</b>
	<b>CVLAC: E MAIL:</b>
	<b>CVLAC: E MAIL:</b>
	<b>CVLAC: E MAIL:</b>

**PALÁBRAS O FRASES CLAVES:**



**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

ÀREA	SUBÀREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERÍA QUÍMICA

**RESUMEN (ABSTRACT):**

En el presente trabajo se elaboró el diagnóstico de los niveles de corrosión en el oleoducto que comunica la Planta Compresora Guárico 10-13 con la Estación de Flujo Sanvi, del área operacional I de PDVSA GAS distrito San Tomé. Para lo cual se realizó un estudio de las condiciones externas de la línea, mediante observación directa, que permitió contabilizar las fallas a lo largo del sistema, siendo las más importantes la ausencia de revestimiento, reparaciones de fugas por medio de camisas soldadas y parchos; también se llevó a cabo el monitoreo de espesor por ultrasonido y el cálculo del espesor mínimo permisible según la ASME 31.4 y API 570. Todo esto evidenció que aunque los espesores medidos se encuentran por encima del mínimo permisible, el oleoducto presenta un grado de corrosión externa generalizada entre, leve, moderada y severa de naturaleza atmosférica, presentando también corrosión por picaduras. Para la minimización de dichos procesos corrosivos se propuso el replazo de la tubería en la zona más crítica y la limpieza, así como también la colocación de dispositivos antifricción y revestimiento a lo largo de toda la tubería.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:****CONTRIBUIDORES:**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL</b>				
<b>Moncada, Fidelina</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS X</b>	<b>TU</b>	<b>JU</b>
	<b>CVLAC:</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
<b>Parra, Frank</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU X</b>
	<b>CVLAC:</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
<b>Raven, Hernán</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU X</b>
	<b>CVLAC:</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU</b>
	<b>CVLAC:</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>E_MAIL</b>				

**FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:**

2010	02	08
<b>AÑO</b>	<b>MES</b>	<b>DÍA</b>

**LENGUAJE. SPA**

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:****ARCHIVO (S):**

<b>NOMBRE DE ARCHIVO</b>	<b>TIPO MIME</b>
Tesis-Metadatos.doc	application/msword

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS:** A B C D E  
 F G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n  
 o p q r s t u v w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

**ALCANCE**

**ESPACIAL:**  
**(OPCIONAL)**

---

**TEMPORAL:**  
**(OPCIONAL)**

---

**TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Ingeniero Químico

---

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Pregrado

**ÁREA DE ESTUDIO:**

Departamento de Ingeniería Química

---

**INSTITUCIÓN:**

Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui

---

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

**DERECHOS**

Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad  
y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el conocimiento del  
Consejo de Núcleo respectivo, quién lo participará al Consejo  
Universitario

---

**Rodríguez E., Mariana J.**  
**AUTOR**

---

**Moncada, Fidelina**  
**TUTOR**

---

**Parra, Frank**  
**JURADO**

---

**Raven, Hernán**  
**JURADO**

**POR LA SUBCOMISION DE TESIS**